

แบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติประเทศไทย

THE SIMULATION OF THAILAND'S NATURAL GAS DISTRIBUTION
NETWORK



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อมและพลังงานเพื่อความยั่งยืน

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ.2561

KMITL-2018-EN-M-167-162

แบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติประเทศไทย

THE SIMULATION OF THAILAND'S NATURAL GAS DISTRIBUTION
NETWORK



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อมและพลังงานเพื่อความยั่งยืน

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ.2561

KMITL-2018-EN-M-167-162

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

THE SIMULATION OF THAILAND'S NATURAL GAS DISTRIBUTION
NETWORK



A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT
OF THE REQUIREMENT FOR THE DEGREE OF
MASTER OF ENGINEERING IN ENVIRONMENTAL AND ENERGY ENGINEERING
FOR SUSTAINABILITY
FACULTY OF ENGINEERING
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG
2018
KMITL-2018-EN-M-167-162

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



COPYRIGHT 2018

FACULTY OF ENGINEERING

KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ใบรับรองวิทยานิพนธ์

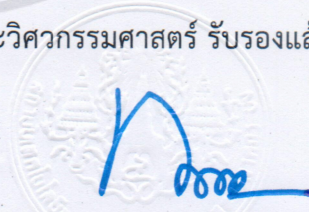
หัวข้อวิทยานิพนธ์ แบบจำลองโครงข่ายแก๊สธรรมชาติประเทศไทย
Thesis Title The Simulation of Thailand's Natural Gas Distribution Network
นักศึกษา นายณัฐเมธี ตูจันดา
รหัสประจำตัว 59601230
ปริญญา วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา วิศวกรรมสิ่งแวดล้อมและพลังงานเพื่อความยั่งยืน
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ผศ.ดร.ชลิตา อุตะเกา
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม พ.ต. ดร.เสกสรรค์ หมอชาติ
หมายเลขวิทยานิพนธ์ KMITL-2018-EN-M-167-162

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์		ลายมือชื่อ
พ.ต.ดร.เสกสรรค์	หมอชาติ	พ.ต. ดร.เสกสรรค์ หมอชาติ
ผศ.ดร.ชดชนก	อัชฌาพงษ์	ผศ.ดร.ชดชนก อัชฌาพงษ์
ผศ.ดร.อาทิตย์	เพชรศิริธร	ผศ.ดร.อาทิตย์ เพชรศิริธร
ผศ.ดร.ชลิตา	อุตะเกา	ผศ.ดร.ชลิตา อุตะเกา

วัน / เดือน / ปี ที่สอบ วันพฤหัสบดีที่ 25 ตุลาคม พ.ศ. 2561 เวลา 13.00-15.00 น.
สถานที่สอบ ณ ห้องประชุม 4 ชั้น 5 อาคาร A

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

คณะวิศวกรรมศาสตร์ รับรองแล้ว



(รองศาสตราจารย์ ดร. คมสัน มาลีสี)

คณบดี คณะวิศวกรรมศาสตร์

วันที่ 25 ตุลาคม พ.ศ. 2561

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หัวข้อวิทยานิพนธ์	แบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติประเทศไทย
ชื่อนักศึกษา	นายณัฐเมธี ตูจันดา
รหัสประจำตัว	59601230
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมสิ่งแวดล้อมและพลังงานเพื่อความยั่งยืน
พ.ศ.	2561
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์	ผศ.ดร.ชลิตา อุตะเกา
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม	พ.ต.ดร.เสกสรรค์ หมอยาดี

บทคัดย่อ

ก๊าซธรรมชาติเป็นทรัพยากรที่สำคัญมากทางด้านพลังงานของประเทศไทย ประเทศไทยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้าสูงถึงร้อยละ 60 ของพลังงานไฟฟ้าทั้งหมด ประกอบกับทรัพยากรที่สำคัญของประเทศไทยอย่างอ่าวไทยมีปริมาณก๊าซธรรมชาติที่จำกัดและน้อยลงไปเรื่อยๆ ทำให้มีความเสี่ยงในเกิดปัญหาวิกฤตการณ์ในด้านพลังงาน เพื่อที่จะแก้ปัญหาที่เกิดขึ้นได้อย่างเหมาะสมจะต้องแก้ปัญหาในระดับมหภาคซึ่งเป็นการลงทุนโดยใช้เงินจำนวนมากและดำเนินการเป็นเวลานานหลายสิบปีประกอบกับยังไม่มียานวิจัยและการศึกษาหาวิธีการเพื่อหาแนวทางในการบริหารจัดการที่เหมาะสม เพื่อหาแนวทางในการแก้ปัญหาดังกล่าว งานวิจัยนี้จึงนำเสนอการวิเคราะห์โครงข่ายก๊าซธรรมชาติของไทยโดยการใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์โปรแกรมเชิงเส้นตรง โดยมีวัตถุประสงค์ในการวิเคราะห์รูปแบบการจัดการและส่งก๊าซธรรมชาติที่มีประสิทธิภาพมากที่สุด เพื่อสามารถตอบสนองต่อความต้องการได้อย่างเพียงพอ โดยได้ทำการแบ่งพื้นที่ประเทศไทยออกเป็น 25 เขตพื้นที่ตามลักษณะหน้าที่ของโครงข่ายก๊าซธรรมชาติ ผลของงานวิจัยพบว่าปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ผลิตในประเทศในปีพ.ศ. 2560 นั้นไม่สามารถจะตอบสนองแก่ความต้องการได้อย่างเพียงพอ ประเทศไทยจึงต้องทำการนำเข้าก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลวมารองรับความต้องการ โดยสัดส่วนของการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากการผลิตในประเทศไทย การนำเข้าทางท่อส่งก๊าซจากพม่าและการนำเข้าก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลวอยู่ที่ร้อยละ 69.91, 18.12 และ 11.97 ตามลำดับ และเมื่อเปรียบเทียบความถูกต้องกับปริมาณการจัดการก๊าซธรรมชาติในปีพ.ศ. 2560 พบว่า ต่างกันร้อยละ 4.76 ซึ่งแสดงให้เห็นว่า ตัวแบบจำลองสามารถจำลองรูปแบบการจัดการก๊าซธรรมชาติและจัดจำหน่ายของประเทศไทยเพื่อเป็นแนวทางในการบริหารจัดการสำหรับการแก้ปัญหาวิกฤตการณ์ทางด้านพลังงานที่อาจจะเกิดขึ้นได้อย่างมีประสิทธิภาพ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Thesis	The Simulation of Thailand's Natural gas Distribution Network
Student	Mr. Nutmethee Tuchinda
Student ID.	59601230
Degree	Master of Engineering
Program	Environmental and Energy Engineering for sustainability
Year	2017
Thesis Advisor	Asst. Prof. Dr. Chalida Utapao
Thesis Co-Advisor	Maj. Dr. Seksun Moryadee

ABSTRACT

Natural gas is primary energy resource of Thailand. Natural gas was used as fuel to produce electricity up to 60 percent of total electricity production coupled with Thailand's natural gas resources was a limited and decreased rapidly made Thailand to be insecure in electricity section. For securely, the problem should solve in a macro-level which invested a lot of money and operated for decades and don't have many research for way to find proper solution. This paper presents a linear program of Thailand's natural gas network. The purpose of this paper is to analyze optimal flows in the network while the total transportation cost are minimized in 2017. The natural gas system of Thailand was separated to 25 areas by role type's area. The model also includes LNG imports from other countries and takes into account the actual pipeline capacities. The mathematical model was written in The General Algebraic Modeling System (GAMS) demo version and solved with XPRESS solver. The Optimal dynamic flow of Thailand's natural gas network was showed in result. The results of the model show that domestic production cannot satisfy natural Thailand's gas demand, Thailand must import natural gas and LNG in 69.91, 18.12 and 11.97. A percentage of difference of the supply volume in result and real supply is 4.76. The result showed that this model simulate the optimal flow of Thailand's natural gas network for sorting energy crisis out efficiently.

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์เล่มนี้สำเร็จได้ ด้วยความช่วยเหลือจาก ผศ.ดร. ชลิตา อุตะเกา และ พ.ต.ดร. เสกสรร หมอยาดี ที่เป็นอาจารย์ที่ปรึกษาและอาจารย์ที่ปรึกษาร่วมวิทยานิพนธ์ที่ข้าพเจ้าเคารพยิ่ง ซึ่งท่านได้ให้ความรู้ คำแนะนำและคำปรึกษาอย่างใกล้ชิดสำหรับการศึกษาค้นคว้าครั้งนี้ พร้อมทั้งสอนข้อคิดในการใช้ชีวิตและการทำงานให้แก่ข้าพเจ้ามาโดยตลอด จนทำให้ข้าพเจ้าเติบโตทั้งในด้านความคิดและทัศนคติ ข้าพเจ้าขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูงในความอนุเคราะห์ ความเมตตาจากท่านคณาจารย์

ขอขอบพระคุณคณาจารย์ภาควิชาวิศวกรรมโยธา คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ทุกท่านที่มอบวิชาความรู้ และถ่ายทอดประสบการณ์ต่างๆ ให้แก่ข้าพเจ้าพร้อมทั้งให้คำแนะนำและคำปรึกษาที่เป็นประโยชน์ต่อข้าพเจ้า จนทำให้วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

ขอขอบคุณเพื่อน พี่ น้อง ทุกคนที่คอยช่วยเหลือและให้คำแนะนำในการทำงาน พร้อมทั้งมอบกำลังใจให้ข้าพเจ้าเสมอมา

สุดท้ายนี้ข้าพเจ้าขอกราบขอบพระคุณ บิดา มารดา ที่ให้การเลี้ยงดูอย่างดีตลอดมา และให้การสนับสนุน ทั้งกำลังใจที่เป็นค่าใช้จ่ายในด้านต่างๆ พร้อมกับมอบกำลังใจที่ดีและเชื่อมั่นในตัวข้าพเจ้า จนทำให้การทำงานสำเร็จได้ด้วยดี

สำหรับประโยชน์และคุณงามความดีที่เกิดจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ข้าพเจ้าขอมอบให้กับผู้มีพระคุณทุกท่านซึ่งเป็นที่เคารพและรักยิ่งของข้าพเจ้า

ณัฐเมธี ตูจันดา

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	II
กิตติกรรมประกาศ	III
สารบัญ.....	I
สารบัญตาราง.....	VIII
สารบัญรูป.....	VII
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 กล่าวนำ.....	1
1.2 ความสำคัญและที่มาของปัญหา.....	2
1.3 วัตถุประสงค์ของงานวิจัย.....	3
1.4 ขอบเขตของการศึกษา.....	3
1.4.1 ขอบเขตด้านข้อมูล.....	3
1.4.2 ขอบเขตด้านการศึกษา.....	3
1.5 ขั้นตอนการดำเนินการ	3
1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	4
บทที่ 2 วรรณกรรมปริทัศน์.....	5
2.1 บทนำ.....	5
2.2 บทความและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	5
2.3 ความรู้ทั่วไปของก๊าซธรรมชาติ	8
2.4 การจัดหาและจำหน่ายก๊าซธรรมชาติของไทย.....	11
2.5 โครงข่ายก๊าซธรรมชาติ	12
2.5.1 โครงข่ายการขนส่งก๊าซธรรมชาติในระบบท่อส่งก๊าซ.....	12
2.5.2 ระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลว	15
2.6 ทฤษฎีทางคณิตศาสตร์	16
2.6.1 เทคนิคโปรแกรมเชิงเส้นตรง (Linear programming).....	16
2.6.2 การจัดตั้งรูปแบบแทนระบบของปัญหา (Model formulation).....	16
2.6.3 ปัญหาการขนส่งแบบส่งถ่าย (Transshipment problem)	17

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
บทที่ 3 วิธีการดำเนินการวิจัย	20
3.1 แผนผังการทดลอง.....	20
3.2 การเก็บรวบรวมข้อมูล.....	22
3.3 การเตรียมข้อมูล.....	24
3.3.1 ค่าใช้จ่ายสำหรับการขนส่ง	24
3.3.2 ความต้องการก๊าซธรรมชาติ	26
3.4 การเขียนแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติ	30
3.5 การเขียนแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (Mathematic model)	34
3.5.1 การกำหนดตัวแปรและพารามิเตอร์ (Variable and parameter).....	34
3.5.2 สมการกำหนดเป้าหมาย (Objective function)	34
3.5.3 สมการกำหนดขอบเขต (Constraint function).....	34
3.6 การวิเคราะห์แบบจำลอง.....	37
3.7 การเปรียบเทียบผลลัพธ์ของแบบจำลอง (Validation).....	40
บทที่ 4 ผลการวิเคราะห์ข้อมูล	41
4.1 ข้อมูลตั้งต้น	42
4.1.1 การจัดหาก๊าซธรรมชาติ	42
4.1.2 โครงสร้างของท่อส่งก๊าซ.....	45
4.1 การเตรียมข้อมูล.....	47
4.2.1 ค่าใช้จ่ายสำหรับขนส่ง	47
4.2.2 ความต้องการก๊าซธรรมชาติ.....	50
บทที่ 5 ผลการวิเคราะห์แบบจำลอง.....	53
5.1 ข้อมูลทางสถิติของแบบจำลอง (Model static)	53
5.2 ด้านการจัดหา (Supply role).....	54
5.3 ด้านการบริโภค (Demand role).....	56
5.4 รูปแบบการขนส่ง (Dynamic flow)	57
5.5 ผลการเปรียบเทียบผลลัพธ์ของแบบจำลอง (Validation).....	61

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
บทที่ 6 สรุปผลการวิจัย.....	65
6.1 สรุปผลการวิจัย	65
6.2 ข้อเสนอแนะ.....	66
บรรณานุกรม.....	67
ภาคผนวก	70
ภาคผนวก ก. ข้อมูลผลการทดลอง.....	71
ประวัติผู้เขียน.....	92



สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1 องค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยและพม่า.....	8
3.1 พารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องและรายละเอียด.....	22
3.2 แหล่งข้อมูลตั้งต้นและรายละเอียดภายในที่เกี่ยวข้อง	23
3.3 แหล่งข้อมูลตั้งต้นที่ใช้ในการคำนวณความต้องการก๊าซธรรมชาติ.....	26
3.4 รายละเอียดและประเภทของพื้นที่ในการศึกษาที่ถูกกำหนดให้เป็น Node และตัวเลข.....	31
4.1 ความหมายของตัวเลข ตัวอย่าง การแทนพื้นที่และหน้าที่ของ NODE.....	41
4.2 ปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติในปีพ.ศ. 2560 ของแต่ละ Node	42
4.3 ปริมาณและสัดส่วนการจัดหาก๊าซธรรมชาติโดยแยกตามประเภทการจัดหาในปี.ศ.2560	43
4.4 ปริมาณการซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลวใน LTCs.....	44
4.5 รายละเอียดท่อส่งก๊าซจากพื้นที่เริ่มต้นไปยังปลายทางและกำลังส่งสูงสุด	45
4.6 ค่าใช้จ่ายในการขนส่งของแต่ละท่อส่งก๊าซ	48
4.7 ค่าใช้จ่ายของNodeในระบบ LNG	49
4.8 ปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติในหน่วย MMSCFD โดยแยกNode.....	51
5.1 ตารางข้อมูลทางสถิติเบื้องต้นของแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติและข้อจำกัดของ GAMs สำหรับตัว Demo version	54
5.2 ตารางแสดงปริมาณและสัดส่วนการจัดหาโดยแยกตามแหล่งจัดของผลลัพธ์	55
5.3 ตารางแสดงสัดส่วนการจัดหาโดยแยกตามวิธีการจัดหาของผลลัพธ์	56
5.4 ปริมาณความต้องการและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ได้รับโดยแยก Node.....	56
5.5 ผลลัพธ์ของปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ถูกส่งในแต่ละท่อส่ง.....	59
5.6 ตารางแสดงปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติและส่วนต่างในปีพ.ศ. 2560 กับการจัดหาในผลลัพธ์ โดยแยกเป็น Node	62
5.7 ตารางการเปรียบเทียบปริมาณและสัดส่วนในการจัดหาในปีพ.ศ. 2560 และผลลัพธ์	63

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1 รูปแสดงองค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติและผลิตภัณฑ์.....	9
2.2 Flow chart แสดงการจัดการและความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศ	12
2.3 ส่วนต่างๆของระบบท่อส่งของก๊าซธรรมชาติ.....	13
2.4 โครงข่ายท่อส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย.....	14
2.5 ขั้นตอนการขนส่ง LNG.....	15
2.6 มาบตาพุดแอลเอ็นจีเทอมินัล.....	18
2.7 ลักษณะของ Transshipment problem.....	15
3.1 แผนผังขั้นตอนการทำวิจัย	20
2.9 ลักษณะของ Transshipment Problem	18
3.1 แผนผังขั้นตอนการทำวิจัย	20
3.2 ขั้นตอนการทำและปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับแบบจำลองคณิตศาสตร์	21
3.3 ตัวอย่างการคำนวณค่าขนส่ง.....	25
3.4 ตัวอย่างการหาระยะทางในระบบ LNG.....	25
3.5 ตัวอย่างการคำนวณสัดส่วนความต้องการของแต่ละภาคส่วน	27
3.6 ขั้นตอนการหาความต้องการแก๊สธรรมชาติตามพื้นที่	28
3.7 ตัวอย่างการคำนวณหาสัดส่วนความต้องการในแต่ละโรงไฟฟ้า	29
3.8 ตัวอย่างการคำนวณหาความหนาแน่นสถานที่ที่ใช้แก๊สธรรมชาติตามระบบท่อส่ง	29
3.9 ขั้นตอนการแบ่งเขตพื้นที่.....	30
3.10 โครงข่ายแก๊สธรรมชาติของไทย	33
3.11 ขั้นตอนการเขียนแบบจำลองคณิตศาสตร์ใน GAMS	38
3.12 ตัวอย่างการแทนตัวแปรในโปรแกรม GAMS	39
3.13 ตัวอย่างการแทนพารามิเตอร์ในโปรแกรม GAMS.....	39
3.14 ตัวอย่างการกำหนดสมการเป้าหมายและสมการกำหนดขอบเขต.....	37
3.15 ตัวอย่างการแสดงผลลัพธ์ของแบบจำลองในโปรแกรม GAMS	40
3.16 ตัวอย่างการเปรียบเทียบผลลัพธ์ของแบบจำลอง	40
5.1 แผนภาพแสดงรูปแบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติของผลลัพธ์	60
5.2 กราฟแสดงการเปรียบเทียบปริมาณการจัดการในปีพ.ศ. 2560 และผลลัพธ์.....	62

บทที่ 1

บทนำ

1.1 กล่าวนำ

“ก๊าซธรรมชาติ” เป็นทรัพยากรทางธรรมชาติที่สำคัญอย่างมากต่อโลกในปัจจุบันโดยเฉพาะด้านพลังงานและมีบทบาทสำคัญต่อการดำรงชีวิตของมนุษย์ในหลายๆด้าน ทั้งด้านอุตสาหกรรม การอุปโภคบริโภคและเทคโนโลยีต่างๆนอกจากประโยชน์ที่กล่าวไปก๊าซธรรมชาติยังเป็นแหล่งทรัพยากรธรรมชาติที่มีคุณค่าในด้านการลงทุนอย่างมากเมื่อเทียบกับแหล่งทรัพยากรธรรมชาติอื่นและเป็นแหล่งพลังงานทางปิโตรเลียมที่สะอาดส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยมากจึงทำให้ก๊าซธรรมชาติถูกทุกประเทศทั่วโลกยกให้เป็นทรัพยากรที่สำคัญที่สุด

ในปัจจุบันประชากรของโลกนั้นมีตัวเลขที่เพิ่มขึ้นสูงเรื่อยๆ จึงทำให้ความต้องการทางด้านทรัพยากรต่างๆและเทคโนโลยีนั้นสูงมากขึ้นตามไปด้วย พลังงานเป็นหนึ่งในสิ่งที่มนุษย์ต้องการมากที่สุดเพราะเป็นสิ่งสำคัญที่ทำให้เกิดพัฒนาด้านเทคโนโลยีและขับเคลื่อนสิ่งต่างๆของโลกให้ไปข้างหน้าได้เหมือนดังในปัจจุบันและมีบทบาทที่สำคัญต่อการดำรงชีวิตของมนุษย์ โดยทั่วไปจะมีการใช้เชื้อเพลิงสำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าอยู่หลายประเภท แต่ในปัจจุบันเชื้อเพลิงที่ถูกใช้สำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้ามากที่สุดในโลกคือก๊าซธรรมชาติด้วยความเหมาะสมในด้านพลังงาน ด้านการลงทุนที่มีต้นทุนด้านการลงทุนเป็นอันดับ 1 และต้นทุนการผลิตนับเป็นอันดับ 2 รองจากถ่านหินเมื่อเทียบราคาต่อหน่วยไฟฟ้าและด้านความเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมทำให้เกือบทุกประเทศทั่วโลกเลือกก๊าซธรรมชาติเป็นทรัพยากรหลักที่ถูกใช้มากที่สุดในโลกในด้านของการผลิตพลังงานไฟฟ้า

นอกจากความสำคัญทางด้านพลังงานที่กล่าวไปแล้วก๊าซธรรมชาติยังถูกใช้บริโภคในอีกหลายรูปแบบได้แก่ เป็นเคมีภัณฑ์สำหรับวัตถุดิบของพลาสติกที่มีบทบาทสำคัญต่อการดำรงชีวิตของประชาชนในรูปแบบของใช้และเฟอร์นิเจอร์ต่างๆ เป็นเชื้อเพลิงสำหรับภาชนะประเภทรถยนต์ที่มีราคาถูกและเป็นมิตรกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่นในรูปแบบของ Natural gas for vehicle (NGV) เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องบินในรูปแบบของ kerosene และเป็นก๊าซหุงต้มซึ่งเป็นบทบาทสำคัญสำหรับเศรษฐกิจและการดำรงชีวิตในระดับครัวเรือน ด้วยความหลากหลายในการใช้ประโยชน์ทำให้ก๊าซธรรมชาติเป็นทรัพยากรธรรมชาติที่มีบทบาทสำคัญหลายด้านนอกจากด้านพลังงานจึงเป็นอีกเหตุผลที่ทำให้ก๊าซธรรมชาติถูกยกเป็นทรัพยากรที่มีความสำคัญอย่างมาก

ประเทศไทยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเกือบถึงร้อยละ 70 ของปริมาณเชื้อเพลิงในด้านพลังงานทั้งหมดในประเทศ ปัจจุบันประเทศไทยจัดหาก๊าซธรรมชาติโดยการผลิตและนำเข้าจากประเทศอื่นในสัดส่วนร้อยละ 70 : 30 ของปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติทั้งหมด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ประเทศไทยเป็นเพียงหนึ่งในไม่กี่ประเทศของโลกที่มีแหล่งทรัพยากรปิโตรเลียมเป็นของตนเอง แหล่งทรัพยากรปิโตรเลียมของประเทศไทยเกือบทั้งหมดตั้งอยู่ในอ่าวไทยและมีกำลังผลิตในปี พ.ศ. 2560 สูงถึง 1.37 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุตและในปัจจุบันประเทศไทยมีแหล่งทรัพยากรปิโตรเลียมสำรองในปีพ.ศ. 2560 อยู่ที่ 6.83 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต ประเทศไทยจึงมีก๊าซธรรมชาติเพียงพอต่อการผลิตเพียงแค่ 5 ปีหรือภายในปีพ.ศ. 2564 ประกอบกับราคาก๊าซธรรมชาติที่นำเข้านั้นสูงขึ้นเรื่อยๆ จึงทำให้ประเทศไทยกำลังประสบปัญหาทางด้านความมั่นคงด้านพลังงานในไม่ช้าและหากยังไม่มีหาวิธีแก้ปัญหาที่เกิดขึ้นสถานการณ์ด้านพลังงานของประเทศไทยจะเข้าสู่สภาวะความไม่มั่นคง

ด้วยปัญหาด้านพลังงานที่จะเข้าสู่วิกฤติในไม่ช้าในการศึกษาครั้งนี้ผู้วิจัยจึงศึกษาเกี่ยวกับการประยุกต์ในการสร้างแบบจำลองรูปแบบการจัดการและการจัดจำหน่ายที่เหมาะสมที่สุดที่จะทำให้สามารถตอบสนองความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยได้อย่างเพียงพอและมีประสิทธิภาพมากที่สุด เพื่อเป็นการศึกษาหาวิธีทางในการแก้ปัญหาที่เหมาะสมที่สุดแก่ประเทศไทยในปัจจุบันและเป็นต้นแบบของงานวิจัยเพื่อต่อยอดให้แก่นงานวิจัยในอนาคต

1.2 ความสำคัญและที่มาของปัญหา

ปัญหาการจัดการก๊าซธรรมชาติที่กำลังจะเกิดขึ้นเป็นปัญหาที่รุนแรงมากในทุกๆด้านของประเทศไทย เพื่อที่จะแก้ปัญหาที่เกิดขึ้นได้อย่างเหมาะสมจะต้องดำเนินการในระดับมหภาพซึ่งเป็นการลงทุนโดยใช้เงินจำนวนมากและดำเนินการเป็นเวลานานหลายสิบปีจึงจำเป็นต้องวางแผนและศึกษาหาวิธีที่เหมาะสมและทำให้เกิดประโยชน์สูงสุดกับสถานการณ์ของประเทศไทยในปัจจุบัน

การแก้ปัญหาโดยโปรแกรมเชิงเส้นตรง (Linear programming) เป็นเทคนิคหนึ่งในการหาวิธีที่เหมาะสมที่สุดสำหรับการแก้ปัญหา (Optimization) เป็นสิ่งสำคัญสำหรับการวางแผนและการจัดการด้านทรัพยากรประกอบกับเป็นการดำเนินการวิจัย (Research processing) ที่มีการลงทุนที่น้อยมากและสามารถประยุกต์ต่อยอดงานวิจัยได้ง่ายจึงทำให้ถูกเลือกเป็นเทคนิคที่นิยมสำหรับงานวิจัยในการบริหารจัดการด้านทรัพยากรของงานวิจัยทั่วโลก ผู้ทำการวิจัยได้เห็นถึงความสำคัญและความเหมาะสมของเทคนิคนี้กับปัญหาของการจัดการก๊าซธรรมชาติที่กำลังจะเกิดขึ้นจึงตัดสินใจใช้โปรแกรมเชิงเส้นในการศึกษาครั้งนี้

ในการศึกษาครั้งนี้เป็นการนำข้อมูลการจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในปัจจุบันมาศึกษาและทำแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยโดยจะประกอบด้วยโครงข่ายการจัดการและจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติในระบบของท่อส่งก๊าซและก๊าซธรรมชาติเหลวหรือ LNG (Liquefied natural gas) แล้วประยุกต์ใช้เทคนิคโปรแกรมเชิงเส้นตรงในรูปแบบของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในการหาแบบของการจัดการและการจัดจำหน่ายของแบบจำลองที่เหมาะสมที่สุดที่สามารถตอบสนองต่อความต้องการก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยในปีพ.ศ. 2560 ได้อย่างเพียงพอและมีค่าใช้จ่ายให้การดำเนินการน้อยที่สุด

1.3 วัตถุประสงค์ของงานวิจัย

1. เพื่อศึกษาและสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่เหมาะสมกับการวิเคราะห์หารูปแบบการจัดการและจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย
2. เพื่อศึกษาสัดส่วนและลักษณะการจัดการและจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยที่สามารถตอบสนองต่อความต้องการได้อย่างเพียงพอและจัดจำหน่ายที่มีประสิทธิภาพมากที่สุดโดยใช้แบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติ

1.4 ขอบเขตของการศึกษา

ในงานศึกษาครั้งนี้สามารถแบ่งขอบเขตการศึกษาออกเป็น 2 ด้าน ได้แก่ ขอบเขตด้านข้อมูลและขอบเขตด้านการศึกษา สามารถอธิบายได้ดังนี้

1.4.1 ขอบเขตด้านข้อมูล

ข้อมูลในการศึกษาสำหรับงานวิจัยนี้ ใช้ข้อมูลค่าการจัดการก๊าซธรรมชาติและความต้องการก๊าซธรรมชาติช่วงเดือนมกราคม – ธันวาคมในปีพ.ศ. 2560 ข้อมูลสำหรับงานวิจัยได้แก่ โครงสร้างของท่อ ราคาต้นทุนค่าขนส่ง สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลว และ ปริมาณการนำเข้าของก๊าซธรรมชาติจากพม่า ถูกอ้างอิงจากแหล่งข้อมูลล่าสุดในปีพ.ศ. 2560

1.4.2 ขอบเขตด้านการศึกษา

ในการวิจัยนี้เป็นการวิเคราะห์หารูปแบบการส่งที่เหมาะสมที่สุดที่ทำให้ค่าใช้จ่ายในการจัดจำหน่ายของโครงข่ายก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในปีพ.ศ. 2560 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์โปรแกรมเส้นตรงนี้ถูกเขียนในโปรแกรม The general algebraic modeling system (GAMS) ในรุ่น demo version และใช้XMPRESS เป็นตัววิเคราะห์ (Solver) ขอบเขตของการศึกษาจะประกอบด้วย2โครงข่ายใหญ่ๆที่แบ่งตามลักษณะการขนส่งคือ โครงข่ายก๊าซธรรมชาติตามระบบท่อส่งของประเทศไทย (Pipelined natural gas network) และโครงข่ายก๊าซธรรมชาติเหลวของประเทศไทย (Liquefied natural gas network)

1.5 ขั้นตอนการดำเนินการ

1. ศึกษาปัจจัย ตัวแปร ลักษณะและรูปแบบของการอุปโภคและบริโภคก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย โครงสร้างของโครงข่ายการจัดการและจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ
2. เก็บรวบรวมข้อมูลทางสถิติของพารามิเตอร์ต่างๆที่จำเป็น ปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติ กำลังการผลิต ปริมาณการจัดการในรูปแบบของก๊าซธรรมชาติเหลว ปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติในระบบท่อส่งก๊าซโดยใช้ข้อมูลทั้งหมดของปีพ.ศ. 2560 และรายละเอียดของท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่จำเป็น ความยาวท่อส่งและปริมาณการขนส่งสูงสุดในปีพ.ศ. 2560
3. นำข้อมูลตั้งต้นที่ได้มาคำนวณหาความต้องการและการจัดการก๊าซธรรมชาติ แบ่งเป็นพื้นที่แต่ละพื้นที่ และกำหนดเป็นNode เพื่อให้สามารถใช้ในแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4. เขียนแบบจำลองทางคณิตศาสตร์โดยใช้ข้อมูลที่รวบรวมมาใน GAMS
5. วิเคราะห์ผลลัพธ์ของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์และเปรียบเทียบผลลัพธ์
6. สรุปผลการวิเคราะห์ และข้อเสนอแนะ

1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้

1. สามารถหารูปแบบการจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติที่มีประสิทธิภาพมากที่สุดของโครงข่าย และสามารถตอบสนองต่อความต้องการได้อย่างเพียงพอ
2. สามารถหาสัดส่วนของการจัดหาก๊าซธรรมชาติที่สามารถตอบสนองต่อความต้องการได้อย่างเพียงพอได้อย่างมีประสิทธิภาพมากที่สุด
3. เป็นงานวิจัยนำร่องที่สามารถต่อยอดให้งานวิจัยที่เกี่ยวกับการวางแผนและจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยที่จะเกิดขึ้นในอนาคต



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 2

วรรณกรรมปริทัศน์

2.1 บทนำ

สำหรับการศึกษาค้นคว้าครั้งนี้เป็นการศึกษาเกี่ยวกับโครงข่ายก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยโดยใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์เพื่อการศึกษาหาสัดส่วนและรูปแบบที่เหมาะสมในการจัดจำหน่ายทางผู้ทำวิจัยจึงได้รวบรวมงานวิจัยและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องมาประกอบสำหรับภาควิเคราะห์ผล ดังนี้

- บทความและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง
- ความรู้ทั่วไปของก๊าซธรรมชาติ
- การจัดหาและจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย
- โครงสร้างระบบท่อก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย
- ทฤษฎีทางคณิตศาสตร์

2.2 บทความและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ในหลายปีที่ผ่านมา มีงานวิจัยเกี่ยวกับแบบจำลองคณิตศาสตร์เป็นจำนวนมาก ในการศึกษาประเด็นต่างๆในการบริหารทรัพยากรในอุตสาหกรรมก๊าซธรรมชาติ ในการศึกษาครั้งนี้ผู้วิจัยได้ค้นคว้าบทความและศึกษารวบรวมบทความงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการจัดการศึกษาด้านการจัดการทรัพยากรในอุตสาหกรรมก๊าซธรรมชาติ บริหารพลังงาน และงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการใช้แบบจำลองคณิตศาสตร์ในอดีตจากทั่วโลกที่สามารถจะประยุกต์ใช้กับการศึกษาครั้งนี้ได้ โดยงานวิจัยที่ผู้วิจัยได้ไปสืบค้นมีรายละเอียดดังนี้

Lochner et al. (2008) ได้ศึกษาผลกระทบของต้นทุนการผลิตก๊าซธรรมชาติที่ถูกส่งต่อตลาดก๊าซธรรมชาติของยุโรปและสหรัฐกับประเทศญี่ปุ่น ในงานวิจัยนี้ได้จำลองการขนส่งโดยก๊าซธรรมชาติเหลวของยุโรป สหรัฐและญี่ปุ่นโดยที่มีต้นทุนที่ถูกส่งในปีพ.ศ. 2573 ผลลัพธ์แสดงให้เห็นถึงต้นทุน การจัดหาและรูปแบบการบริโภคที่แตกต่างของก๊าซธรรมชาติในทั้ง 3 ประเทศและพบว่าสหรัฐจะรูปแบบการหาที่เปลี่ยนไปอย่างน้อยสำคัญกับในปัจจุบัน ทั้ง 3 ประเทศจะมีความต้องการก๊าซธรรมชาติเหลวที่มากขึ้น

Diechoner (2012) ได้ศึกษาความแตกต่างของผลกระทบระหว่าง 2 โครงการการขยายท่อก๊าซธรรมชาติในทวีปยุโรป Nabuco และ South stream งานวิจัยนี้ได้จำลองส่วนขยายของท่อก๊าซธรรมชาติของแต่ละโครงการในระบบโครงข่ายท่อก๊าซเดิมคือ North stream และได้จำลองอยู่ใน 2 สถานการณ์คือสถานการณ์กรณีหากเกิด Ukraine crisis และสถานการณ์ปกติ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Mehmet (2012) ได้ศึกษาเกี่ยวกับผลกระทบหากเปลี่ยนแปลงสัดส่วนการบริโภคก๊าซธรรมชาติของประเทศตุรกีต่อปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวโดยงานวิจัยนี้ได้จำลองโครงสร้างก๊าซธรรมชาติเหลวของประเทศตุรกี และวิเคราะห์หาวิธีการที่เหมาะสมในการแก้ปัญหา ผลการวิเคราะห์ที่ได้แสดงให้เห็นว่าปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากประเทศแอลจีเรีย อียิปต์ ไนจีเรีย และทรินิแดด นั้นแปรผันตรงตามสัดส่วนการบริโภคก๊าซธรรมชาติ

Gabriel et al. (2012) ได้ศึกษาถึงตลาดการซื้อขายก๊าซธรรมชาติสำหรับทั่วโลกและการใช้ประโยชน์ต่าง ๆ ในด้านการบริโภคภายในประเทศ เมื่องานวิจัยนี้ได้จำลองแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เพื่อวิเคราะห์รูปแบบการซื้อขายก๊าซโดยมีผู้เล่นต่างๆในตัวแบบจำลองเพื่อวิเคราะห์ สถานการณ์ของก๊าซธรรมชาติในปี.ศ. 2555 และหาราคาของก๊าซธรรมชาติในทั่วโลก ผลลัพธ์ที่ได้แสดงให้เห็นถึงปริมาณทรัพยากรสำรองทั่วโลกที่เหลืออยู่ 16,200 ไร่ย์ล้านลูกบาศก์ฟุตหรือสามารถตอบสนองต่อความต้องการก๊าซธรรมชาติของโลกได้อีก 150 เดือน และประมาณ 9,000 ไร่ย์ล้านลูกบาศก์ฟุตมีราคาค่าก๊าซธรรมชาติน้อยกว่า 4 เหรียญสหรัฐฯต่อล้าน BTU

Hecking et al. (2014) ได้ศึกษาถึงผลกระทบการของทวีปยุโรปหากเกิดการระงับการจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติจากประเทศรัสเซียในปี 2014 งานวิจัยนี้ได้จำลองท่อส่งก๊าซในทวีปยุโรปโดยจำลองการระงับการส่งเป็นระยะเวลาที่แตกต่างกันและกำหนดให้สามารถให้แต่ละประเทศใช้สถานที่กักเก็บและ นำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวได้ พบว่าหากประเทศรัสเซียระงับการส่งก๊าซเป็นเวลา 6 เดือน จะทำให้ในหลายประเทศในยุโรปนั้นมีทรัพยากรไม่เพียงพอต่อความต้องการ

Yuliana (2015) ได้ศึกษาผลกระทบหากเกิดโครงการขยายท่อก๊าซธรรมชาติ The Trans-ASEAN ในโครงข่ายก๊าซธรรมชาติอาเซียน งานวิจัยนี้ได้จำลอง เมื่อ The Trans-ASEAN project นั้นเสร็จสิ้น และเปิดใช้งาน ผลลัพธ์ได้แสดงให้เห็นว่าบางประเทศอย่าง อินโดนีเซีย จะส่งออกก๊าซธรรมชาติเหลวไปยังประเทศที่รับนำเข้าในอาเซียนมากขึ้น นั้นทำให้บางประเทศที่นำเข้าจำเป็นที่จะต้องขยายกำลังสูงสุดการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวเพื่อรองรับปริมาณก๊าซธรรมชาติดังกล่าว

Kim et al. (2015) ได้ศึกษาถึงตลาดพลังงานใหม่ที่จะเกิดขึ้นหากเกิดโครงข่ายท่อส่งก๊าซธรรมชาติ Turk stream ในปี.ศ. 2014 งานวิจัยนี้ได้จำลองตลาดขนาดใหญ่ที่มีผู้เล่นอยู่จำนวนมาก ได้แก่ประเทศรัสเซีย ประเทศตุรกีและผู้ส่งออกก๊าซธรรมชาติในทวีปเอเชียโดยมีการตั้งจุดประสงค์ของแบบจำลองคือสามารถจัดหาก๊าซธรรมชาติได้อย่างเพียงพอและกำไรของผู้เล่นทุกคนสูงสุด โดยผลลัพธ์ที่ได้แสดงให้เห็นว่าตุรกีนั้นจะกลายเป็นศูนย์กลางของการจัดจำหน่ายและส่งออกก๊าซธรรมชาติและมีอิทธิพลกับราคาของโครงข่ายท่อส่งก๊าซธรรมชาติ Turk stream มากที่สุด

Siddiqui et al. (2016) ได้ศึกษาวิเคราะห์ผู้เล่นในตลาดพลังงาน Shale gas ในประเทศสหรัฐฯและเปรียบเทียบกับผลของตลาดก๊าซธรรมชาติเดิมที่มีอยู่ งานวิจัยนี้ได้จำลองตลาดพลังงาน Shale gas ของสหรัฐฯ ผลลัพธ์ที่ได้แสดงให้เห็นถึงสัดส่วนความต้องการของก๊าซธรรมชาติและ Shale gas ในสหรัฐฯและพบว่าความต้องการด้านพลังงานของทรัพยากรทั้งสองอย่างนั้นมากขึ้นตามไปด้วย

Schulte et al. (2017) ได้ศึกษาอิทธิพลของประเทศตุรกีหากเกิดโครงการท่อก๊าซธรรมชาติ the southern gas corridor (SCG) ที่จะเชื่อมต่อประเทศผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในตะวันออกกลางมายังยุโรปโดยที่จะผ่านประเทศตุรกี งานวิจัยนี้ได้จำลองรูปแบบของตลาดและการส่งของตัวโครงข่ายผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่าหากยุโรปมีผู้ผลิตจำนวนมากจะทำให้ตุรกีมีอำนาจทางการตลาดให้ราคาค่าก๊าซธรรมชาติสูงขึ้นแต่สามารถเพิ่มขึ้นได้อย่างจำกัด

Hecking et al. (2017) ได้ศึกษาถึงลักษณะสัดส่วนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของยุโรปในปี 2035 งานวิจัยนี้ได้จำลองสัดส่วนการจัดหาปี 2035 โดยใช้โครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติ Nord stream ในการวิเคราะห์และสมมุติปริมาณความต้องการก๊าซจากเอเชียที่ต่างกัน พบว่าหากทวีปเอเชียมีความต้องการที่น้อยลงจะทำให้ราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่ถูกส่งมาที่ยุโรปนั้นถูกลงและยุโรปจะตัดสินใจนำเข้าก๊าซธรรมชาติมากขึ้น หากราคาก๊าซธรรมชาติเหลวในปี 2035 ราคาค่าไฟฟ้าของเยอรมันจะถูกลง

Berk et al. (2017) ได้ทำการศึกษาวิเคราะห์ห้บทบาทที่เปลี่ยนไปของประเทศตุรกีในการเป็นประเทศทางผ่านของท่อส่งก๊าซธรรมชาติต่างๆที่จะเกิดขึ้นในปีพ.ศ. 2573 โดยงานวิจัยนี้ได้จำลองท่อส่งก๊าซที่สามารถส่งจากประเทศผู้ส่งออกก๊าซธรรมชาติไปยังทวีปยุโรปได้โดยผ่านประเทศตุรกีและวิเคราะห์แบบจำลองโดยมีการตั้งจุดประสงค์ให้ประเทศตุรกีนั้นมีผลกำไรจากการขนส่งมากที่สุด ผลลัพธ์แสดงให้เห็นถึงบทบาทของประเทศตุรกีเป็นที่มีอำนาจแข่งขันในตลาดพลังงานที่สูงขึ้นและทำให้ราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่นั่นถูกลงมากขึ้น จึงทำให้ประเทศตุรกีเป็นสำคัญมากหากความต้องการก๊าซธรรมชาติในยุโรปสูงขึ้น

Zhao et al. (2018) ได้ศึกษาถึงความสัมพันธ์ของก๊าซธรรมชาติกับพลังงานไฟฟ้า ในงานวิจัยนี้ได้จำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติประกอบรวมกับแบบจำลองโครงข่ายพลังงานโดยใช้ตัวแปรต่างๆ เช่น ราคาค่าเชื้อเพลิง ปริมาณการจัดหาและปริมาณความต้องการของก๊าซธรรมชาติและพลังงานไฟฟ้าที่แปรหน่วยแล้วเป็นตัวแปรในการวิเคราะห์ ผลลัพธ์แสดงให้เห็นถึงราคาค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นหากราคาค่าก๊าซธรรมชาติสูงขึ้น

แต่สำหรับแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่เป็นขนาดใหญ่มักจะถูกสร้างในรูปแบบโปรแกรมทางเชิงเส้นตรง ตัวอย่างเช่น สำนักข้อมูลทางด้านพลังงานของสหรัฐอเมริกา Energy information administration (2013) ได้ใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์เพื่อที่จะหากกลยุทธ์ที่เหมาะสมในการส่งก๊าซและลงทุนในระยะยาว

นอกจากงานวิจัยที่กล่าวไปยังมีงานวิจัยอีกมากมายที่ไม่ได้กล่าวถึงและเกี่ยวข้องกับการวางแผนและจัดการในอุตสาหกรรมก๊าซธรรมชาติ แต่ยังไม่มียานวิจัยหรือบทความไหนที่เกี่ยวข้องกับอุตสาหกรรมก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยอย่างเฉพาะเจาะจงและยังไม่มีการศึกษาหัวข้อทางด้านความมั่นคงของพลังงานจึงทำให้การศึกษารุ่นนี้เป็นการศึกษาที่จะช่วยให้ประเทศไทยมีแนวทางสำหรับการปัญหาความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศไทย และหากแผนการที่เหมาะสมที่สุดสำหรับประเทศไทย

2.3 ความรู้ทั่วไปของก๊าซธรรมชาติ

ก๊าซธรรมชาติ เป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอนชนิดหนึ่งที่ประกอบด้วยไฮโดรเจนและคาร์บอน โดยจะจัดอยู่ในประเภททรัพยากรปิโตรเลียมชนิดหนึ่ง เกิดจากซากพืชซากสัตว์ที่ทับถมกันภายใต้ความร้อนหลายร้อยล้านปี และแรงกดดันมหาศาลจนแปรสภาพเป็นปิโตรเลียม ซึ่งอยู่ได้ทั้งในสถานะของแข็ง คือ ของแข็ง , ของเหลว คือ น้ำมันดิบ และก๊าซ ซึ่งก็คือก๊าซธรรมชาติ

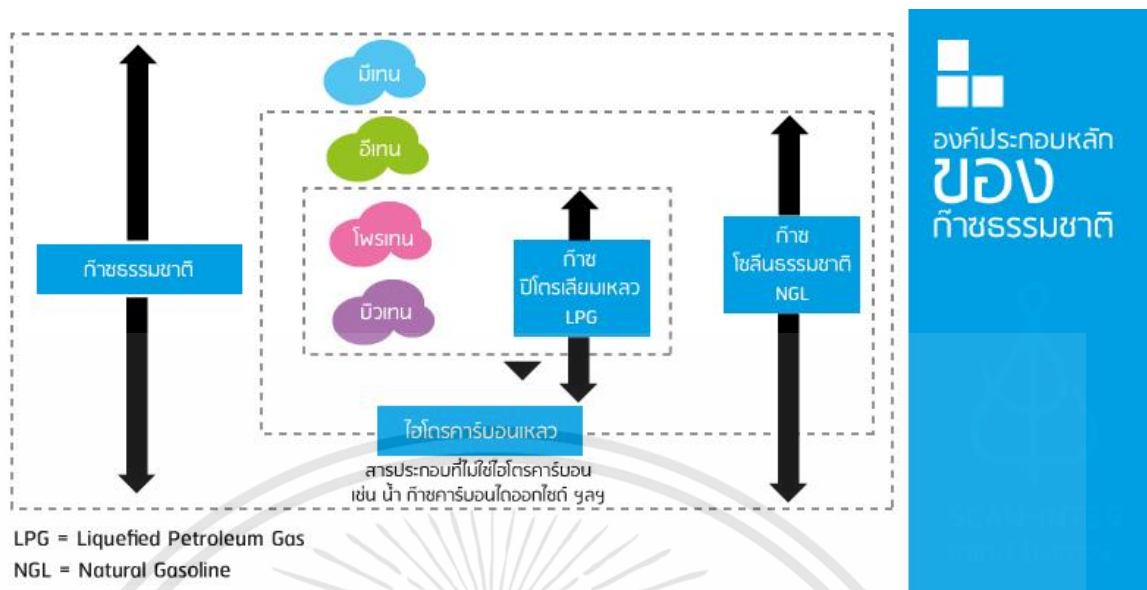
ก๊าซธรรมชาติมีก๊าซไฮโดรคาร์บอนหลายอย่างประกอบเข้าด้วยกัน มีชื่อทางวิทยาศาสตร์ว่ามีเทน อีเทน โพรเพน บิวเทน ฯลฯ แต่โดยทั่วไปจะประกอบด้วย ก๊าซมีเทนประมาณร้อยละ 70 ขึ้นไป เมื่อนำมาใช้ควรต้องแยกก๊าซออกจากกันเสียก่อน จึงจะสามารถใช้ได้เต็มที่ นอกจากนี้สารไฮโดรคาร์บอนแล้ว ก๊าซธรรมชาติยังอาจจะประกอบด้วยก๊าซอื่นๆที่ไม่ใช่ไฮโดรคาร์บอน เช่น ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ แก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ ก๊าซไนโตรเจน และ น้ำ เป็นต้น โดยสัดส่วนองค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติเป็นดังในตารางที่ 2.1 (การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2554)

ตารางที่ 2.1 องค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยและพม่า (การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2554)

ส่วนประกอบของก๊าซธรรมชาติ	ปริมาณ (ร้อยละ)	
	อ่าวไทย	พม่า
ก๊าซมีเทน (CH ₄),	75 %	72 %
ก๊าซอีเทน (C ₂ H ₆),	6 %	3 %
ก๊าซโพรเพน (C ₃ H ₈),	2 %	1 %
ก๊าซบิวเทน (C ₄ H ₁₀),	1 %	1 %
ก๊าซไนโตรเจน (N ₂)	2 %	16 %
ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO ₂)	13 %	6 %
ก๊าซเชื้อเพลิงอื่น	1 %	1 %

สารประกอบเหล่านี้สามารถแยกออกจากกันได้ โดยนำมาผ่านกระบวนการแยกที่โรงแยกก๊าซธรรมชาติ แก๊สที่ได้แต่ละตัวนำไปใช้ประโยชน์ได้อีกมากมาย Methane (CH₄), Ethane (C₂H₆), Propane(C₃H₈), Butane (C₄H₁₀) และ Non-Hydrocarbon อื่น เช่น CO₂, N₂, H₂O, H₂S

สารประกอบต่างๆที่ได้จากโรงแยกก๊าซถูกนำไปใช้ในรูปของผลิตภัณฑ์ต่างๆ ในรูปแบบของก๊าซไฮโดรคาร์บอนซึ่งประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติที่แยกก๊าซมีเทนออกไปแล้ว และก๊าซปิโตรเลียมเหลวซึ่งประกอบด้วย Propane, Butane และHydrocarbon ตามรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 รูปแสดงองค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติและผลิตภัณฑ์
(การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2554)

2.3.1 ประเภทของก๊าซธรรมชาติ

โดยทั่วไปก๊าซธรรมชาติสามารถแบ่งโดยการแบ่งตามคุณสมบัติและการนำไปใช้ประโยชน์ได้ 4 ประเภท

1. ก๊าซหวาน หรือ Sweet gas หมายถึง ก๊าซธรรมชาติที่มีส่วนประกอบของ ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ อยู่่น้อยมากหรือไม่มีเลยถือเป็นก๊าซที่คุณภาพดี
2. ก๊าซเปรี้ยว หรือ Sour gas หมายถึง ก๊าซธรรมชาติที่มีส่วนประกอบของก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์อยู่มาก โดยทั่วไปก๊าซธรรมชาติถือว่าเป็นก๊าซเปรี้ยวถ้ามีส่วนประกอบของก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ มากกว่า 4 ppm ของปริมาณก๊าซทั้งหมด
3. ก๊าซแห้ง หรือ Dry gas หมายถึง ก๊าซธรรมชาติที่มีองค์ประกอบหลักเป็นก๊าซมีเทนและก๊าซอีเทน หรือองค์ประกอบเป็นก๊าซธรรมชาติเหลว น้อยกว่าร้อยละ 4-8 ของปริมาณก๊าซทั้งหมด
4. ก๊าซชื้น หรือ Wet gas หมายถึง ก๊าซธรรมชาติที่มีองค์ประกอบหลักเป็นพวกก๊าซธรรมชาติเหลว โดยมี โพรเพน, บิวเทน และไฮโดรคาร์บอนเหลวมากกว่าร้อยละ 4-8 ของปริมาณก๊าซทั้งหมด

2.3.2 สถานะของก๊าซธรรมชาติ

ในปัจจุบันสถานะของก๊าซธรรมชาติถูกแบ่งตามการใช้งานใน 3 สถานะด้วยกัน

1. Pipe natural gas หรือก๊าซธรรมชาติที่ขนส่งโดยทางท่อส่งก๊าซเป็นก๊าซธรรมชาติที่ถูกซื้อขายและขนส่งผ่านท่อก๊าซโดยซื้อในทางการตลาดจะเรียกว่า Sale gas มีสัดส่วนมีเทนเป็นส่วนใหญ่ โดยในประเทศไทยจะใช้วิธีนี้ในการกระจายก๊าซธรรมชาติภายในประเทศ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2. Natural gas for vehicles (NGV) หรือก๊าซธรรมชาติสำหรับรถยนต์ คือ ก๊าซธรรมชาติที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์ ส่วนประกอบส่วนใหญ่เป็นก๊าซมีเทน เมื่อขนส่งก๊าซธรรมชาติมาทางท่อ จะส่งเข้าสถานีบริการจะมีการเติมก๊าซ CO_2 ลงไป เพื่อไม่ให้ความร้อนสูงเกินมาตรฐานของไทย ($37\text{-}42 \text{ MJ/m}^3$) และเพื่อให้คุณภาพของก๊าซของฝั่งตะวันตกและตะวันออกไม่มีความแตกต่างกัน

3. Liquefied natural gas (LNG) หรือก๊าซธรรมชาติเหลว จากแหล่งก๊าซธรรมชาติที่ต้องการจะขนส่งในระยะทางไกลกว่า 2,000 กิโลเมตรโดยการเปลี่ยนก๊าซธรรมชาติที่อยู่ในสถานะก๊าซให้กลายเป็นสถานะของเหลว เพื่อให้ปริมาณลดลงประมาณ 600 เท่า โดยทั่วไปจะรักษามีอุณหภูมิอยู่ที่ -160 องศาเซลเซียสจากนั้นขนส่งโดยใช้เรือซึ่งจะทำให้ประหยัดค่าใช้จ่ายมากกว่าการขนส่งด้วยระบบท่อที่ลงทุนในระยะไกลแล้วมูลค่าสูง

2.3.3 คุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติ

1. มีสถานะเป็นก๊าซ ก๊าซธรรมชาติมีสถานะเป็นก๊าซ ภายใต้อุณหภูมิและความดันปกติ โดยปัจจุบันสามารถแปรสภาพก๊าซให้อยู่ในรูปของเหลวได้ด้วยการลดอุณหภูมิลงที่ -160 องศาเซลเซียส โดยปริมาณจะลดลง 600 เท่า

2. ไม่มีสี ไม่มีกลิ่น ก๊าซธรรมชาติโดยปกติจะไม่มีสีไม่มีกลิ่นแต่ที่เรามักได้กลิ่นเกิดจากการเติมสารที่มีกลิ่นลงไปเพื่อความปลอดภัยในการใช้งาน เพื่อความปลอดภัย อาจจะต้องมีการเติมสารที่มีกลิ่นลงไปในการขนส่ง หรือผลิตก๊าซธรรมชาติ หากมีกลิ่นจางๆ สาเหตุเกิดจากสารปนเปื้อนจากธรรมชาติ ที่ติดมากับการผลิตที่ไม่มีการแยกก๊าซ ซึ่งกลิ่นเหล่านี้จะมีอยู่แบบเจือจาง ไม่มีผลกระทบต่อสุขภาพ แต่อาจทำให้เกิดการระคายเคืองในระบบทางเดินหายใจ จึงเติมสารเมอร์แคปแทน (Mercaptan) ซึ่งมีกลิ่นเหม็นเพื่อช่วยเตือนให้ทราบเมื่อมีก๊าซรั่ว เมอร์แคปแทน เป็นสารประกอบอินทรีย์ที่มีหมู่ SH เกาะอยู่กับอะตอมคาร์บอน สารประกอบเมอร์แคปแทนที่เติมลงในก๊าซธรรมชาติอาจเป็นเมทิลเมอร์แคปแทน (CH_3SH) หรือเอทิลเมอร์แคปแทน ($\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$)

3. เบากว่าอากาศ ก๊าซธรรมชาติมีค่าความถ่วงจำเพาะ ประมาณ 0.6-0.8 ดังนั้นเมื่อรั่วไหลจะลอยขึ้นที่สูงและฟุ้งกระจายไปในอากาศอย่างรวดเร็ว

4. ติดไฟได้ ก๊าซธรรมชาติมีช่วงของการติดไฟที่ร้อยละ 5-15 ของปริมาณในอากาศ และอุณหภูมิที่สามารถติดไฟได้เอง คือ $537\text{-}540$ องศาเซลเซียส

5. เป็นเชื้อเพลิงสะอาด ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่สะอาด มีการเผาไหม้สมบูรณ์ปราศจากเขม่า เมื่อเผาไหม้จะก่อให้เกิดสารไนโตรเจน-ออกไซด์ และซัลเฟอร์ออกไซด์น้อยกว่าเชื้อเพลิงปิโตรเลียมประเภทอื่น

2.3.4 ข้อจำกัดของก๊าซธรรมชาติ

1. เป็นเชื้อเพลิงปิโตรเลียมที่นำมาใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพสูง มีการเผาไหม้สมบูรณ์
2. ลดการสร้างก๊าซเรือนกระจก ซึ่งเป็นสาเหตุของภาวะโลกร้อน
3. มีความปลอดภัยสูงในการใช้งาน เนื่องจากเบากว่าอากาศ จึงลอยขึ้นเมื่อเกิดการรั่ว

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4. มีราคาถูกกว่าเชื้อเพลิงปิโตรเลียมอื่นๆ เช่น น้ำมัน น้ำมันเตา และ ก๊าซปิโตรเลียมเหลว
5. สามารถสร้างมูลค่าเพิ่ม ช่วยขับเคลื่อนการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศ
6. ก๊าซธรรมชาติส่วนใหญ่ที่ใช้ในประเทศไทยผลิตได้เอง จากแหล่งในประเทศ จึงช่วยลดการนำเข้าพลังงานเชื้อเพลิงอื่นๆ และประหยัดเงินตราต่างประเทศได้มาก
7. เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม เนื่องจากปล่อยมลพิษน้อยกว่าเชื้อเพลิงปิโตรเลียมอื่น
8. มีเพียงพอกับโลกก๊าซธรรมชาติยังมีปริมาณสำรองที่ค้นพบแล้วทั่วโลกในระดับที่เพียงพอต่อการนำไปอีกเป็นร้อยปีทั้งนี้ยังไม่นับรวมปริมาณก๊าซที่แทรกอยู่ตามชั้นหินหรือถ่านหิน (Unconventional gas)

2.3.5 คุณประโยชน์ของก๊าซธรรมชาติ

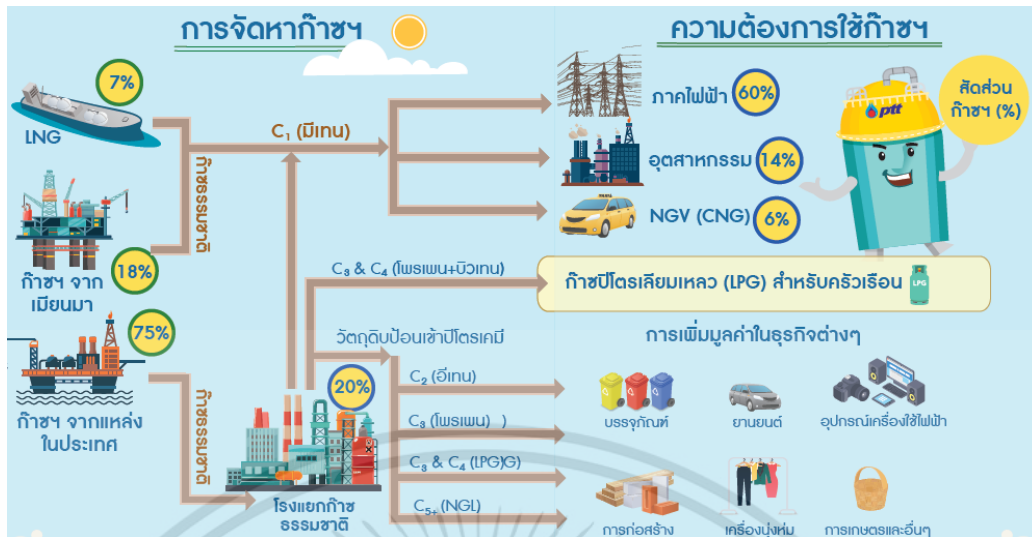
1. ต้องมีการวางแผนล่วงหน้าระยะยาว โดยทั่วไประยะเวลาประมาณ 2 ปี
2. ต้องใช้การลงทุนสูงในช่วงเริ่มต้น เนื่องจากจะต้องก่อสร้างสถานีก๊าซฯและสร้างท่อส่งก๊าซมายังจุดที่ใช้งาน
3. ผู้ใช้ก๊าซฯควรมีสถานที่อยู่บริเวณแนวท่อก๊าซฯ อย่งไรก็ตามด้วยเทคโนโลยีใหม่ๆ ทำให้ผู้ใช้ก๊าซฯที่อยู่ไกลบริเวณแนวท่อก๊าซฯ สามารถใช้ก๊าซธรรมชาติได้

2.4 การจัดหาและจำหน่ายก๊าซธรรมชาติของไทย

สำหรับการจัดหาแสดงตามรูปที่ 2.2 ประเทศไทยเป็นเพียงไม่กี่ประเทศในโลกที่มีแหล่งปิโตรเลียมเป็นของตัวเอง โดยประเทศไทยมีแหล่งปิโตรเลียมอยู่ในบริเวณอ่าวไทยโดยจะมีกำลังผลิตเป็นร้อยละ 75 ของปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติ และนำเข้าจากเมียนมาจากแหล่งปิโตรเลียม ยานาดา และแยตาร์กูล รวมกันคิดเป็นร้อยละ 18 ของปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติ ซึ่งทั้ง 2 แหล่งปิโตรเลียมที่กล่าวมานั้นเป็นการขนส่งก๊าซธรรมชาติในรูปแบบของระบบท่อขนส่ง อีกร้อยละ 7 ของปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติมาจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากต่างประเทศในรูปแบบของ LNG ผ่านทางเรือ มายังมาบตาพุด LNG terminal ที่จังหวัดระยอง

ประเทศไทยมีการสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลวระยะยาว (LNG Long-terms contracts) ทั้งหมด 3 ฉบับ ซึ่ง 1 ฉบับนั้นได้ทำสัญญากับประเทศกาตาร์ เป็นปริมาณ 2 ล้านตันต่อปี และอีก 2 ฉบับได้ทำสัญญากับประเทศสิงคโปร์เป็นปริมาณฉบับละ 1 ล้านตันต่อปี

ประเทศไทยมีความต้องการก๊าซธรรมชาติหรือสัดส่วนการใช้บริโภคของก๊าซธรรมชาติ โดยใช้เพื่อเป็นเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้าถึงร้อยละ 60 ในภาคอุตสาหกรรมร้อยละ 14 นำไปเป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ร้อยละ 6 และนำไปแยกก๊าซธรรมชาติเพื่อประโยชน์ด้านการบริโภคและเพิ่มมูลค่าให้กับก๊าซธรรมชาติอีกร้อยละ 20 (การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2560)



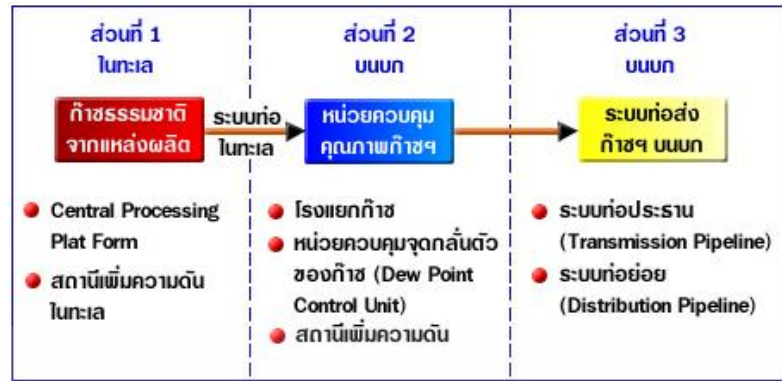
รูปที่ 2.2 Flow chart แสดงการจัดการและความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย (การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2560)

2.5 โครงข่ายก๊าซธรรมชาติ

ในปัจจุบันอุตสาหกรรมก๊าซธรรมชาตินั้นมีรูปแบบการขนส่งอยู่ 3 แบบคือ การขนส่งก๊าซธรรมชาติในระบบท่อส่งก๊าซ การขนส่งในรูปแบบของก๊าซธรรมชาติเหลว และการขนส่งโดยใช้รถขนส่ง ซึ่งประเทศไทยใช้ทั้ง 3 วิธี แต่สำหรับการศึกษาครั้งนี้ไม่ได้นำการขนส่งโดยใช้รถขนส่งมาวิเคราะห์ด้วย (การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2560)

2.5.1 โครงข่ายการขนส่งก๊าซธรรมชาติในระบบท่อส่งก๊าซ

หลังจากค้นพบก๊าซธรรมชาติที่สามารถใช้ประโยชน์ในเชิงพาณิชย์ จากแหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณเป็นแหล่งแรก การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทยได้ดำเนินการวางท่อก๊าซธรรมชาติในทะเลจากแหล่งผลิตมาขึ้นฝั่งที่บ้านหนองแพปล ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมือง จังหวัดระยอง โดยเริ่มนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2524 และเพื่อสนองความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง "กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ" ได้จัดสร้างระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ เพื่อรองรับการขยายตัวดังกล่าว ปัจจุบันความยาวท่อส่งก๊าซทั้งหมดประมาณสี่พันกว่ากิโลเมตร ซึ่งระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเป็นวิธีการขนส่งก๊าซที่มีประสิทธิภาพและความปลอดภัยสูง ตามมาตรฐานสากล ก่อให้เกิดความสูญเสียน้อยที่สุดจากการวางแผนอย่างรอบคอบ และการลงทุนมหาศาล ปัจจุบันระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ถือเป็นเส้นเลือดใหญ่ทางพลังงานของประเทศ สามารถแบ่งระบบท่อส่งได้ 3 ขั้นตอน คือ แหล่งผลิต หน่วยควบคุมคุณภาพ และระบบท่อส่ง ดังในรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 ส่วนต่างๆของระบบท่อส่งของก๊าซธรรมชาติ (การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2560)

โดยจากรูปที่ 2.4 แสดงให้เห็นถึงลักษณะระบบท่อส่งของประเทศไทยในปัจจุบัน ซึ่งเริ่มจากแหล่งผลิตในอ่าวไทยแล้วขนส่งมายังจังหวัดระยอง เพื่อแจกจ่ายให้กับประเทศในปัจจุบันระบบท่อส่งบนบกจะแบ่งออกเป็นฝั่งตะวันออกและตะวันตก โดยจะประกอบด้วยดังต่อไปนี้

1. ท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกฝั่งตะวันออก

-เส้นที่ 1 ผ่านจังหวัด ระยอง ชลบุรี ฉะเชิงเทรา สมุทรปราการ กรุงเทพมหานคร ปทุมธานี พระนครศรีอยุธยา และสระบุรี

-เส้นที่ 2 ผ่านจังหวัด ระยอง ชลบุรี ฉะเชิงเทรา สมุทรปราการ กรุงเทพมหานคร ปทุมธานี และ พระนครศรีอยุธยา

-เส้นที่ 3 ผ่านจังหวัด ระยอง ชลบุรี ฉะเชิงเทรา และท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากจังหวัด พระนครศรีอยุธยา ไปยังจังหวัดสระบุรี

-เส้นที่ 4 ผ่านจังหวัด ระยอง ชลบุรี ฉะเชิงเทรา ปราจีนบุรี นครนายกและสระบุรี

-เส้นที่ 5 (วังน้อย-ไทรน้อย) ผ่านจังหวัด พระนครศรีอยุธยา ปทุมธานี ปทุมธานี และนนทบุรี

-เส้นที่ 6 (นครสวรรค์) ผ่านจังหวัดพระนครศรีอยุธยา อ่างทอง สิงห์บุรี ลพบุรี ชัยนาท และ นครสวรรค์

-เส้นที่ 7 (นครราชสีมา) ผ่านจังหวัดสระบุรี และนครราชสีมา

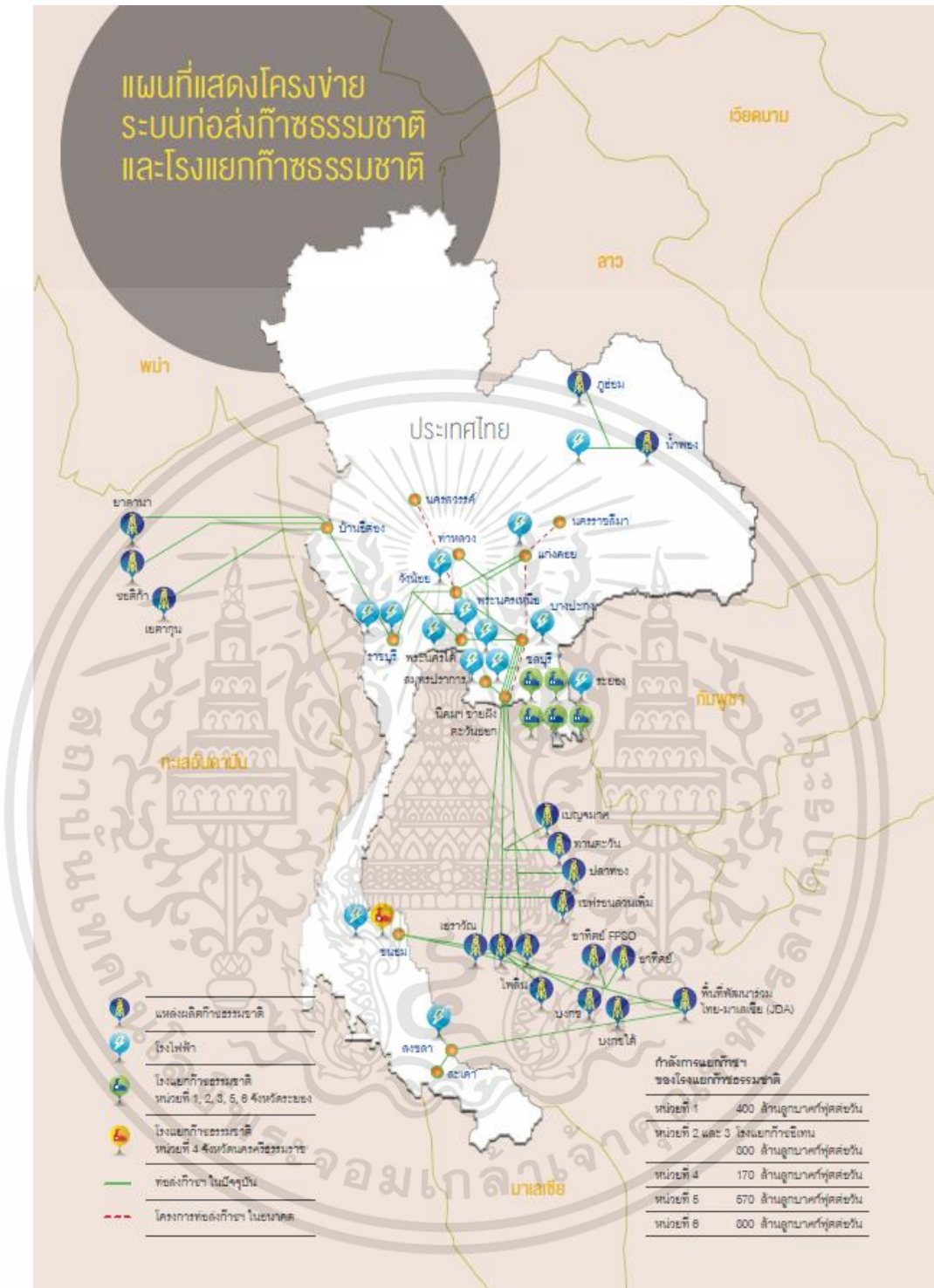
2. ท่อส่งก๊าซบนบกธรรมชาติฝั่งตะวันตก

-ระบบส่งก๊าซบนบก ชายแดนไทยและสหภาพเมียนมาร์ – ราชบุรี ผ่านจังหวัดกาญจนบุรี และราชบุรี

-ระบบส่งก๊าซบนบก ราชบุรี – ไทรน้อย ผ่านจังหวัดราชบุรี นครปฐม และนนทบุรี

3. ท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกฝั่งตะวันออกและตะวันตก

-ระบบส่งก๊าซบนบก ไทรน้อย – โรงไฟฟ้าพระนครใต้ ผ่านจังหวัดนนทบุรี กรุงเทพมหานคร และ สมุทรปราการ

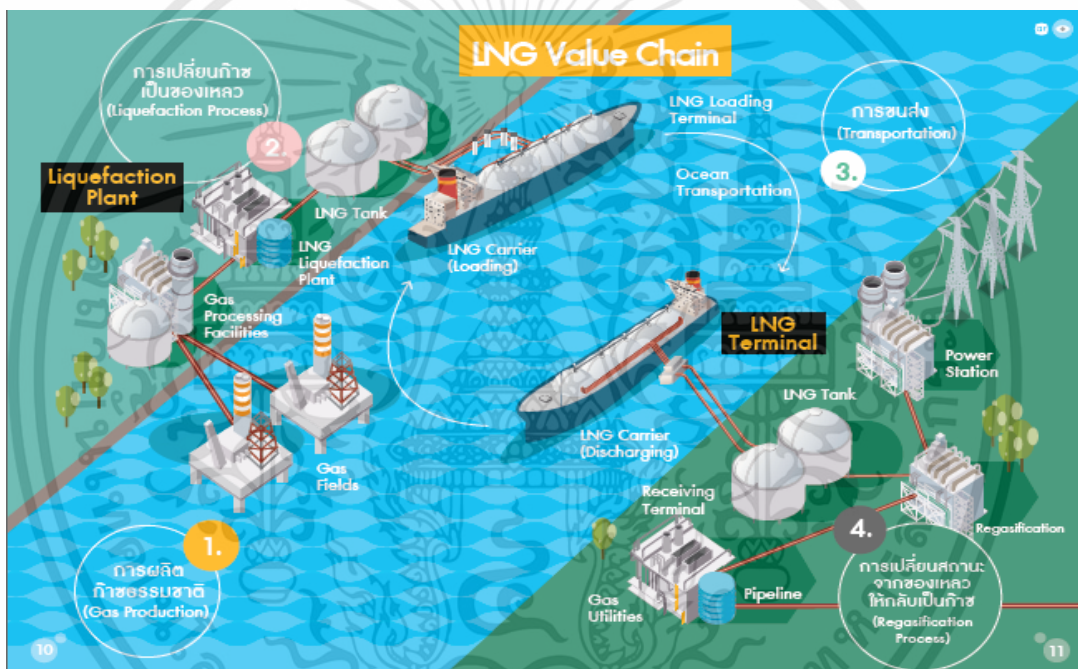


รูปที่ 2.4 โครงข่ายท่อส่งกำลังไฟฟ้าระบบชาติของประเทศไทย (การปีโตรเลียมแห่งประเทศไทย, 2560)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.5.2 ระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลว

ในปัจจุบันประเทศไทยมีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวหรือ LNG ต่างประเทศผู้ค้าก๊าซธรรมชาติจากรูปที่ 2.5 ที่แสดงถึงขั้นตอนการขนส่ง LNG คือประเทศที่เป็นผู้ส่งออกก๊าซธรรมชาติจะต้องมี Liquefaction Station เพื่อเปลี่ยนก๊าซธรรมชาติให้อยู่ในสถานะของเหลวและขนย้ายโดยใช้เรือขนส่งผ่านทางทะเลในรูปของของเหลว ประเทศผู้รับก๊าซธรรมชาติจะต้องมี Regasification station ในการเปลี่ยนก๊าซธรรมชาติจากสถานะของเหลวให้เป็นก๊าซเพื่อใช้ประโยชน์ในประเทศ โดยประเทศไทยมี Regasification station เพียงที่เดียว คือที่ มาบตาพุดแอลเอ็นจีเทอร์มินัลซึ่งตั้งอยู่ที่อ.มาบตาพุด จังหวัดระยอง ตามรูปที่ 2.6 ดังนั้นโครงข่ายก๊าซธรรมชาติเหลวของประเทศไทยคือ ประเทศคู่ค้าทั่วโลกมายังมาบตาพุดแอลเอ็นจีเทอร์มินัล โดยก๊าซธรรมชาติจากโครงข่ายก๊าซธรรมชาติเหลวจะถูกส่งต่อโดยระบบท่อที่จังหวัดระยอง (การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2560)



รูปที่ 2.5 ขั้นตอนการขนส่ง LNG (การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2560)



รูปที่ 2.6 มาบตาพุดแอลเอ็นจีเทอร์มินัล (การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2560)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.6 ทฤษฎีทางคณิตศาสตร์

ทฤษฎีทางคณิตศาสตร์ที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัยนี้คือ เทคนิคโปรแกรมเชิงเส้นโดยใช้ Model formulation ของ Transshipment problem สำหรับการเขียนแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

2.6.1 เทคนิคโปรแกรมเชิงเส้นตรง (Linear programming)

โปรแกรมเชิงเส้น (Linear programming) เป็นเทคนิคทางวิศวกรรมและการบริหาร ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของงานวิจัยดำเนินงาน (Operation research) ในหลาย ๆ ด้าน ซึ่งสามารถใช้ได้อย่างแพร่หลายในหน่วยงานต่างๆ นักบริหาร วิศวกรรม หรือนักวิทยาศาสตร์ต่างๆ โดยทั่วไปเทคนิคนี้ถูกประยุกต์ให้ใช้การแก้ปัญหาทางการจัดสรรปัจจัยหรือทรัพยากร (Allocating resource) โดยปัจจัยหรือทรัพยากรนี้จะขึ้นอยู่กับแต่ละความเกี่ยวข้องกับปัญหานั้นๆ เช่น กำลังคน ปริมาณวัตถุดิบ เวลา สถานที่ เงิน หรือความรู้ และขอบเขตการใช้งานของเครื่องมือ เพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดใน เทคนิคนี้เป็นการแก้ปัญหาทางการจัดสรรปัจจัยและทรัพยากรที่มีความสัมพันธ์กันแบบเชิงเส้น โดยมีเป้าหมายเพื่อแก้ปัญหาและตัดสินใจให้เกิดผลตามแนวทางการดำเนินงานที่ดีที่สุด (Optimal) เช่น การตั้งเป้าหมายให้ได้กำไรมากที่สุด หรือ ค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด โดยพิจารณาข้อจำกัดต่างๆ ของปัจจัยและทรัพยากรเข้าไปด้วยเช่น ข้อจำกัดด้านแรง Man day 8 ชม./วัน นั้นหมายความว่า ปัญหาที่เกิดขึ้นพิจารณาจะหาค่าตอบที่ดีที่สุดที่ทำให้ Man day ไม่เกิน 8 ชม. ต่อวัน โดยข้อจำกัดสามารถกำหนดได้อย่างหลากหลายและไม่จำกัดจำนวนขึ้นอยู่กับแต่ละปัญหาว่าจะมีปัจจัยอะไรมาเกี่ยวข้องหรือไม่ โปรแกรมเชิงเส้นยังถูกนำไปประยุกต์ใช้กับงานบริหารด้านการผลิตในอุตสาหกรรม ซึ่งจะต้องเกี่ยวข้องกับวัตถุดิบชนิดต่างๆที่ใช้ในการผลิตโดยตรง ชนิดของเครื่องจักร ราคาขาย และการตลาด โดยมีเงื่อนไขต่างๆ เช่น ขนาดขีดความสามารถการผลิต แรงงาน นอกจากด้านการบริหารทรัพยากร และ ด้านการผลิตในเชิงอุตสาหกรรมแล้วยังเป็นเป็นเทคนิคที่นิยมอย่างมากในงานวิจัยต่างๆ ในการวิจัยดำเนินงานนี้มีแนวคิดริเริ่มมาจากนักคณิตศาสตร์วิทยาศาสตร์หลายๆท่าน ซึ่งได้นำไปใช้ในทฤษฎีเกม รวมทั้งถูกพัฒนานำไปใช้ในการขนส่ง นอกจากนี้ได้มีการใช้เทคนิคดังกล่าวในการแก้ปัญหาทางโภชนาการ จนถึงมีการใช้คณิตศาสตร์และเทคนิคที่เกี่ยวข้องมาแก้ปัญหาทางการวางแผนโครงการในกองทัพ จึงไม่แปลกที่เทคนิคนี้จะเป็นที่ยอมรับกันในหลายๆวงการในการนำเทคนิคทางการโปรแกรมเชิงเส้นไปใช้ในหลายๆด้าน

2.6.2 การจัดตั้งรูปแบบแทนระบบของปัญหา (Model formulation)

Model formulation หรือการจัดตั้งรูปแบบแทนระบบของปัญหาโดยใช้โปรแกรมเชิงเส้น เราต้องเข้าใจและศึกษาปัญหาอย่างชัดเจน และระบุสิ่งที่ต่อไปนี้อย่างชัดเจน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1. ตัวแปรตัดสินใจ (Decision variable) คือตัวแปรที่สำหรับใส่ไปในระบบปัญหา และเป็นตัวแปรที่เราสามารถจะควบคุมได้และต้องการทำให้เกิดประโยชน์สูงสุด เช่น กำไร จำนวนสินค้า หรือ ต้นทุน
2. พารามิเตอร์ (Parameter) คือตัวแปรที่เราไม่สามารถควบคุมมันได้ เช่น เงิน ปริมาณ วัตถุดิบ หรือราคาสินค้าที่ขึ้นอยู่กับกลไกทางการตลาด
3. สมการกำหนดเป้าหมาย (Objective function) สมการที่กำหนดเป้าหมายของปัญหาที่ต้องการทำให้เกิดประโยชน์สูงสุดเช่น การหากำไรสูงสุด หรือ การการทำให้ต้นทุนน้อยที่สุด โดยจะเขียนแทนความสัมพันธ์ที่เกี่ยวข้องของกันของตัวแปรต่างๆกับกำไรหรือต้นทุน ขึ้นอยู่กับความประสงค์ของผู้กำหนดปัญหา
4. สมการแสดงข้อบ่งชี้ (Constraints) สมการแสดงข้อจำกัดของปัจจัยและทรัพยากรต่างๆในรูปแบบสมการหรืออสมการ โดยสมการแสดงข้อบ่งชี้จะเป็นสมการที่ทำให้ Optimal solution นั้นเลือกแนวทางที่อยู่ในขอบเขตของปัจจัยและทรัพยากร

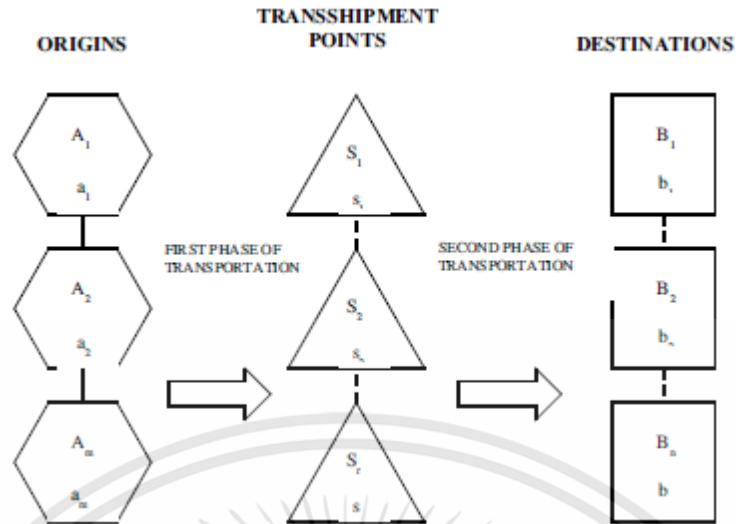
โดยโปรแกรมเชิงเส้นมีเงื่อนไขในการจัดตั้งรูปแบบแทนระบบของปัญหาคือ

1. สมการกำหนดเป้าหมายจะต้องเป็นเชิงเส้น หรือความสัมพันธ์ของปัญหาจะต้องแสดงออกมาในรูปของเชิงเส้น และตัวแปรต้องอยู่รูปของผลบวก
2. สมการกำหนดเป้าหมายจะต้องระบุว่าต้องการหาค่าต่ำสุดหรือสูงสุด เช่นหากำไรสูงสุดหรือหาค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด เพื่อให้กำหนดเป้าหมายการได้อย่างชัดเจน
3. สมการแสดงขอบเขตเป็นสมการเชิงเส้น และเขียนให้อยู่ในรูป \geq หรือ \leq และ $=$ เท่านั้น (ถ้าอยู่ในรูปของ $>$ หรือ $<$ จะไม่อยู่ในรูปของสมการเชิงเส้น)

2.6.3 ปัญหาการขนส่งแบบส่งถ่าย (Transshipment problem)

ปัญหาการขนส่งแบบถ่ายเป็นหนึ่งปัญหาของการขนส่ง (Transportation problem) โดยจุดสำคัญของปัญหาการขนส่งแบบถ่ายนี้คือจุดกำเนิด (Origin) และจุดหมายปลายทาง (Destination) ทำหน้าที่ได้หลายหน้าที่พร้อมกัน สามารถทำหน้าที่เป็นตัวส่งผ่านได้ชั่วคราวแล้วส่งต่อไปยังจุดหมายปลายทางได้

Transshipment problem นี้เป็นการรวมกันปัญหาของ Transportation problem หลายๆ ปัญหาเข้าด้วยกัน ประกอบด้วยปัญหาการขนส่งสิ่งของและการเกิดกิจกรรมการผลิตภายในจุดกำเนิดผลิตภัณฑ์ที่เกิดจากการผลิตจะไม่ส่งไปยังจุดหมายปลายทางโดยตรงแต่จะส่งผ่านจุดที่ต้องการผลิตภัณฑ์เช่นกัน ตามรูปที่ 2.7 (Briss. 2012)



รูปที่ 2.7 ลักษณะของ Transshipment problem (Briss. 2010)

Transshipment problem สามารถเขียนเป็นรูปแบบโปรแกรมเชิงเส้นได้ดังนี้

$$\min T = \sum_{i=1}^m \sum_{k=1}^r c_{ik}x_{ik} + \sum_{k=1}^r \sum_{j=1}^n c_{jk}x_{jk} + \sum_{k=1}^r c_k \sum_{j=1}^n x_{jk} \tag{2.1}$$

$$\sum_{k=1}^r x_{jk} = b_j, \quad j = 1, 2, 3, \dots, n \tag{2.2}$$

$$\sum_{k=1}^r x_{ik} = \sum_{j=1}^n x_{jk} \tag{2.3}$$

$$\sum_{k=1}^r x_{ik} \leq a_i, \quad i = 1, 2, \dots, m \tag{2.4}$$

$$x_{ij} \geq 0, \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad j = 1, 2, \dots, n \tag{2.5}$$

i คือ สัญลักษณ์ที่ใช้แทนจุด Origin , $i = 1, 2, \dots, m$

k คือ สัญลักษณ์ที่ใช้แทนจุด Transshipment point , $k = 1, 2, \dots, r$

j คือ สัญลักษณ์ที่ใช้แทนจุด Destination , $j = 1, 2, \dots, n$

a คือ ความสามารถในการผลิตสินค้าของจุด Supply

b คือ ปริมาณความต้องการของสินค้า

c คือ ค่าใช้จ่ายในการต่างๆในการขนส่งหรือส่งผ่าน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากสมการ 2.1-2.5 เป็นนการแสดงถึงแบบจำลองของ Transshipment problem โดยสมการ 2.1 การกำหนดสมการเป้าหมาย (Objective function) ให้ค่าใช้จ่ายในการขนส่ง น้อยที่สุด และประกอบด้วยสมการกำหนดขอบเขต (Constraint function) หลายนๆตัว สมการ 2.2 เป็นสมการที่กำหนดให้แบบจำลองต้องสนองความต้องการของแต่ละจุดได้อย่างครบถ้วน สมการ 2.3 เป็นสมการกำหนดสมมูลมวลของระบบของแต่ละจุดทำให้เกิดการไหลของตัวเลขใน แบบจำลองขึ้น สมการ 2.4 เป็นสมการกำหนดขอบเขตไม่ให้ Supply node เกิดกิจกรรมการ ผลิตภายในจุดมากกว่าขอบเขตหรือกำลังการผลิตของจุดนั้น



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 3

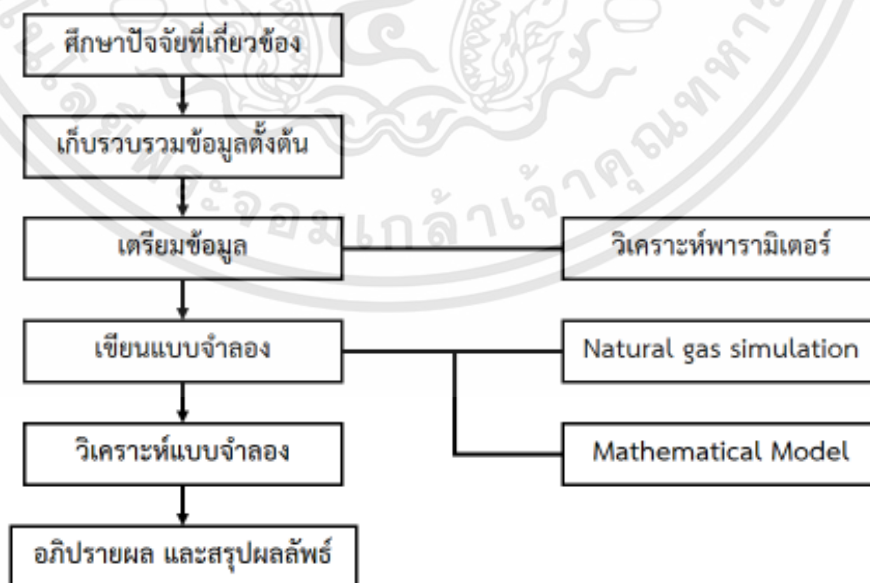
วิธีการดำเนินการวิจัย

การศึกษาวีธีการดำเนินการวิจัยในบทนี้ เป็นวางแผนสำหรับศึกษาปัจจัยและพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องกับการสร้างแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติ ประกอบด้วยแผนผังขั้นตอนการทดลอง การเก็บรวบรวมข้อมูล แบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติของไทย แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ขั้นตอนการวิเคราะห์แบบจำลอง

3.1 แผนผังการทดลอง

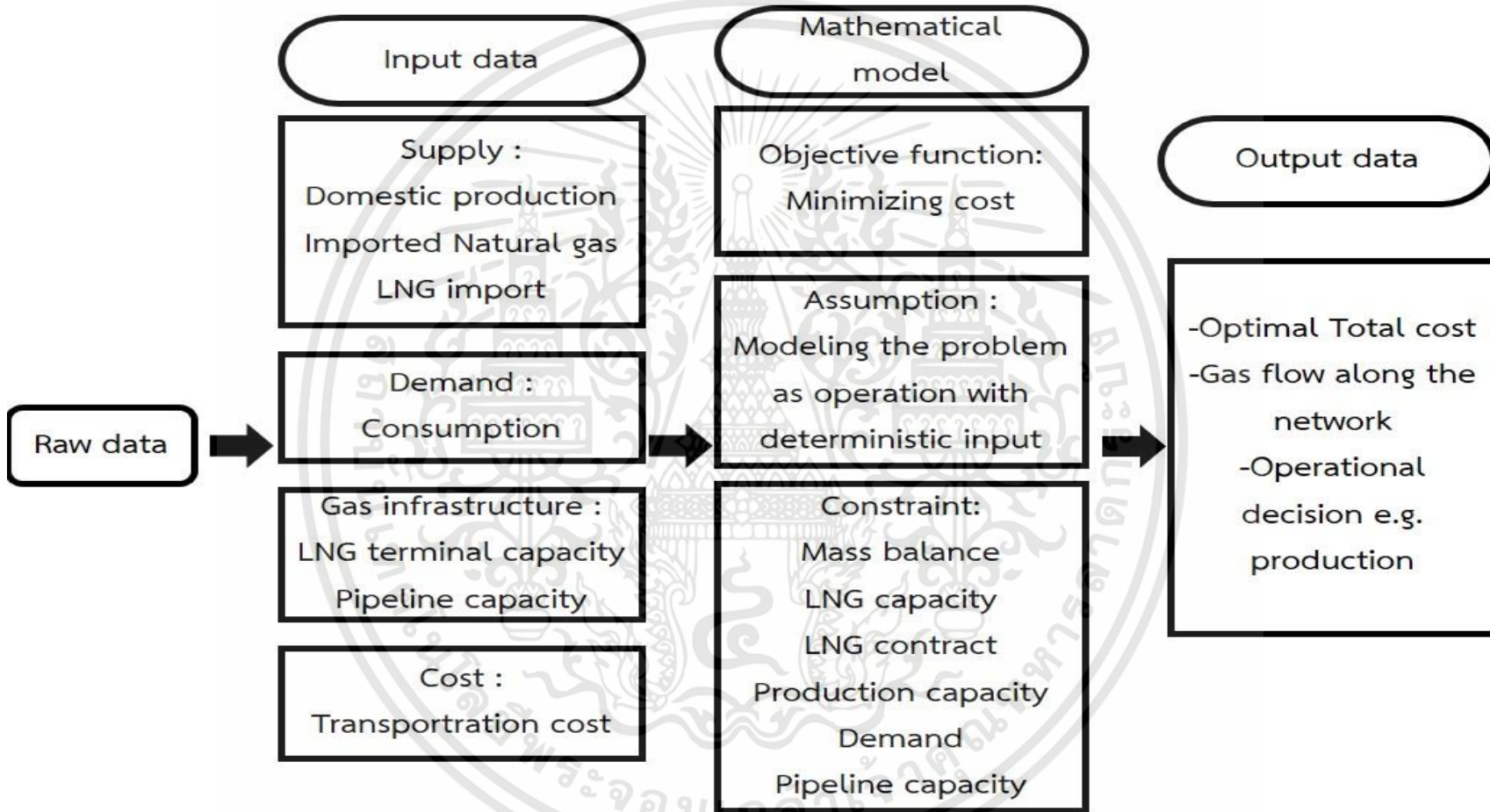
รูปที่ 3.1 แสดงถึงการศึกษาโดยรวมของงานวิจัยนี้ โดยเริ่มต้นที่ศึกษาปัจจัยและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง จากนั้นสืบค้นและรวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้องและทำการวิเคราะห์ให้สามารถประยุกต์ใช้ข้อมูลที่ได้มาให้สามารถใช้ในแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติและแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ได้นำข้อมูลตั้งต้นที่ได้เขียนเป็นแบบจำลองทางคณิตศาสตร์วิเคราะห์แบบจำลองและสรุปผลลัพธ์ที่ได้

รูปที่ 3.2 แสดงถึงขั้นตอนการการทำแบบจำลองทางคณิตศาสตร์โดยจะนำข้อมูลตั้งต้นจากแหล่งข้อมูลนำมาวิเคราะห์ให้สามารถประยุกต์ใช้ในแบบจำลองได้ และนำไปประกอบพารามิเตอร์ต่างๆให้อยู่ในรูปของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในรูปแบบปัญหาการขนส่งแบบส่งถ่าย (Transshipment problem model) ซึ่งจะประกอบด้วยสมการกำหนดเป้าหมาย (Objective function) คือการหาค่าตอบของแบบจำลองโดยที่เป้าหมายคือค่าใช้จ่ายต่ำที่สุดและสมการกำหนดขอบเขต (Constraint function) จากนั้นวิเคราะห์ผลเพื่อนำผลลัพธ์มาอภิปรายในด้านต่างๆ



รูปที่ 3.1 แผนผังขั้นตอนการทำวิจัย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.2 ขั้นตอนการทำและปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับแบบจำลองคณิตศาสตร์

3.2 การเก็บรวบรวมข้อมูล

หลังจากบทบทวนบทความและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง พบว่าการศึกษาคั้งนี้เป็นศึกษาโครงข่ายก๊าซธรรมชาติในระบบท่อส่งและระบบก๊าซธรรมชาติเหลวซึ่ง ใกล้เคียงกับแบบจำลอง TIGER-model ในงานวิจัยของ Diechoner (2012) และได้ศึกษาปัจจัยหรือพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องสำหรับการทำแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในการศึกษาคั้งนี้โดยแยกและมีรายละเอียดที่แยกกลุ่มพารามิเตอร์ ดังตารางที่ 3.1

จากตารางสามารถแยกกลุ่มพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องได้เป็น 4 กลุ่ม คือ พารามิเตอร์ในกลุ่มของพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องการจัดการจัดหา (Supply parameter) พารามิเตอร์เกี่ยวข้องการบริโภค (Demand parameter) กลุ่มพารามิเตอร์โครงสร้าง (Infrastructure) และพารามิเตอร์ค่าใช้จ่าย (Cost parameter)

ตารางที่ 3.1 พารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องและรายละเอียด

Parameter	Specification of parameter	รายละเอียด
Supply	Natural gas Production	ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติที่แยกเป็นเขตพื้นที่ในระบบท่อส่งก๊าซ
	Imported Natural gas	ปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติที่แยกตามผู้นำเข้า
	LNG LTCs	ปริมาณการซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลวในสัญญาซื้อขายระยะยาว
Demand	Consumption	ปริมาณการบริโภคก๊าซธรรมชาติที่แยกเป็นเขตพื้นที่
Infrastructure	Pipeline capacity	กำลังสูงสุดของการส่งของท่อส่งก๊าซ
	LNG terminal capacity	กำลังสูงสุดในการแปรสภาพของ LNG terminal
Cost	Pipeline Transportation cost	ค่าใช้จ่ายในการขนส่งในระบบท่อส่งในหน่วย
	LNG shipping cost	ค่าใช้จ่ายสำหรับในระบบของLNGในหน่วย
	Regasification cost	ค่าใช้จ่ายในการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลว

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ข้อมูลหรือกลุ่มพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องกับการจัดหาประกอบด้วยไปด้วย ปริมาณการผลิต ก๊าซธรรมชาติ (Natural gas production or domestic production) การนำเข้าก๊าซธรรมชาติ (Imported natural gas) และ สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเลวระยะยาว หรือ LNG long terms contracts (LNG LTCs)

ข้อมูลหรือกลุ่มพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องกับการบริโภคมีเพียงแค่ปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย (Consumption)

ข้อมูลหรือกลุ่มพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องกับโครงสร้าง ประกอบด้วยกำลังสูงสุดหรือความจุสูงสุดที่สามารถส่งผ่านโดยท่อ (Pipeline capacity) และกำลังการแปรสภาพ (Regasification capacity or LNG terminal capacity)

และข้อมูลกลุ่มสุดท้ายกลุ่มพารามิเตอร์ประเภทค่าใช้จ่าย (Cost parameter) ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายสำหรับการขนส่งในระบบท่อส่งก๊าซ (Pipeline transportation cost) ค่าการขนส่งโดยเรือของก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG shipping cost) และค่าใช้จ่ายในการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลว (Regasification cost)

หลังจากศึกษาปัจจัยหรือพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องแล้ว จึงได้สืบค้นข้อมูลจากแหล่งที่น่าเชื่อถือ ในตารางที่ 3.2 เพื่อนำข้อมูลที่ได้มาวิเคราะห์และนำไปใช้ในแบบจำลองได้

หลังจากสืบค้นข้อมูลจึงพบว่า ยังขาดข้อมูลบางส่วนสำหรับการเขียนแบบจำลอง ได้แก่ ความต้องการก๊าซธรรมชาติในแต่ละเขตพื้นที่ ค่าใช้จ่ายในการขนส่งในระบบท่อส่งและระบบของ LNG ของประเทศไทย ทางผู้วิจัยจึงทำการวิเคราะห์ข้อมูลดิบที่ได้โดยขั้นตอนการวิเคราะห์ดิบนั้นจะ ถูกนำเสนอในหัวข้อต่อไป

ตารางที่ 3.2 แหล่งข้อมูลตั้งต้นและรายละเอียดภายในที่เกี่ยวข้อง

Raw data Source	รายละเอียดภายในที่เกี่ยวข้อง
EPPO annual (2016) : Yearly Product and import of natural gas (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. 2560)	ปริมาณการผลิตและนำเข้าก๊าซธรรมชาติโดยแบ่งเป็นรายปี และแยกเป็นสถานที่
EPPO annual (2016) : Yearly Consumption of NG by sector (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. 2560)	ปริมาณการบริโภคก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยโดยแยกเป็นรายปีและเป็นภาคส่วน

ตารางที่ 3.2 แหล่งข้อมูลตั้งต้นและรายละเอียดภายในที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

Raw data Source	รายละเอียดภายในที่เกี่ยวข้อง
PTT database : Natural gas procurement (2016) (การปีโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2559)	สัญญาซื้อขายระยะยาวของก๊าซธรรมชาติเหลวของประเทศไทย
PTT Natural gas knowledge series : Laying Natural gas Pipeline (2010) (การปีโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2560)	รายละเอียดของท่อส่งก๊าซธรรมชาติในโครงข่ายก๊าซธรรมชาติได้แก่ ระยะทาง กำลังสูงสุดในการขนส่งของแต่ละท่อ
PTT Natural gas : Fourth Natural gas Pipeline Project (Rayong – Khangkoi) (การปีโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2559)	รายละเอียดของท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 4
Joint Development Area Successful Corporation Model (Zhao. 2017)	รายละเอียดท่อส่งก๊าซของ Joint Development Area (JDA)
PTT LNG knowledge series (2017) (การปีโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2560)	รายละเอียดของกำลังสูงสุดในการแปรสภาพของประเทศไทย

3.3 การเตรียมข้อมูล

สำหรับการเตรียมข้อมูล ข้อมูลตั้งต้นทั้งหมดถูกคำนวณในโปรแกรม Microsoft Excel 2013 และมีขั้นตอนการสังเคราะห์ข้อมูลให้สามารถประยุกต์ใช้ได้กับแบบจำลองดังนี้

3.3.1 ค่าใช้จ่ายสำหรับการขนส่ง

สำหรับการเตรียมข้อมูลค่าใช้จ่ายในการขนส่งจะแยกออกเป็นในส่วนของก๊าซธรรมชาติระบบในท่อส่งและก๊าซธรรมชาติเหลว โดยใช้สมการ 3.1 และ 3.2 ตามลำดับและคำนวณดังในรูป 3.3 เนื่องจากค่าใช้จ่ายในระบบท่อส่งก๊าซและในระบบ LNG ของประเทศไทยนั้นยังอยู่ในขั้นตอนการศึกษาทำให้ไม่มีแหล่งอ้างอิงค่าใช้จ่ายในทั้ง 2 ระบบของโครงข่ายก๊าซธรรมชาติของไทยได้โดยตรงทางผู้วิจัยจึงได้อ้างอิงค่าใช้จ่ายในระบบท่อส่งจากงานวิจัยของประเทศแคนาดา (Karangwa. 2008) และอ้างอิงค่าใช้จ่ายในการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางเรือจากงานวิจัยของประเทศสหรัฐอเมริกา (Montgomery. 2012) และนำข้อมูลความยาวท่อส่งก๊าซจากปีโตรเลียมแห่งประเทศไทย (2553) แปรเป็นระยะห่างระหว่าง Node และในส่วนของระยะห่างระหว่างประเทศผู้ส่งออกก๊าซธรรมชาติที่ทำสัญญาและ LNG terminal ที่มาพบตามจุดวิเคราะห์โดย Google map ดังรูปที่ 3.4

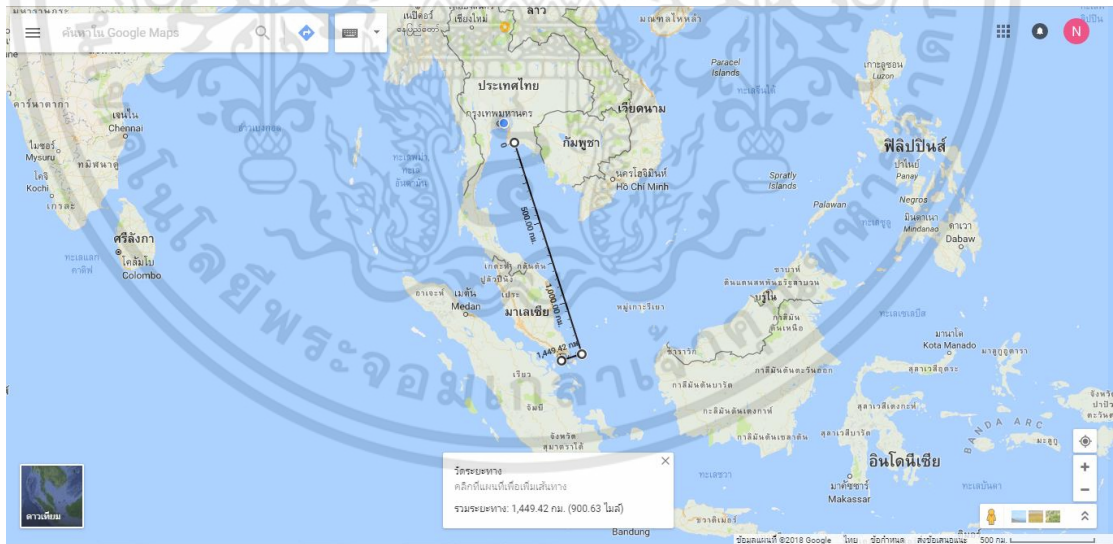
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ค่าใช้จ่ายในการขนส่งของ**Node**ในระบบท่อส่ง
 = ระยะทาง * ค่าใช้จ่ายในของระบบท่อส่งก๊าซ (3.1)

ค่าใช้จ่ายในการขนส่งของ**Node**ในระบบ**LNG**
 = (ระยะทาง *
 ค่าใช้จ่ายในของระบบ**LNG**)
 + ค่าใช้จ่ายในการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติ (3.2)

Offshore/Onshore	รหัส	จุดเริ่ม	ปลายทาง	Deliverability (MMscfd)	Length (kilometers)	Diameter (inch)	ปีเริ่มใช้	หมายเหตุ	
4	0	4	ATH(F) ATH	700	18.5	42	2008		
5	0	5	PRA ERA	250	42	24	1984		
6	0	5	BEN ERA	100	55	18	1995		
7	1	5	JDA ERA	800	55	28	2007		
8	1	23	JDA SOK	1020	277	28	2007	อ้างจาก เอกสาร JDA	
9	2	5	BOK ERA	635	171	32	1996		
10	3	5	PAI ERA	200	53	24	1995		
11	4	5	ATH ERA	1750	173	42	2008		
12	5	10	ERA RAY	860	415	34	1981		
13	5	10	ERA RAY	1150	418	36	1996-1997		
14	5	10	ERA RAY	300	10	24	2001		
15	5	10	ERA RAY	1900	414	42	2007		
16	5	22	ERA KAN	250	161	24	1996		
17	6	5	TAN ERA	300	54	24	1997		
18	Onshore	7	21	PHU NAC	160	0.25	30	2006	
19	*ไม่ใช้	8	21	NAM NAC	140	3.5	16	1990	
20		9	17	MYA RAC	1265	238	42	1998	
21		10	11	RAY CHN	1550	94	2006		
22		10	19	RAY PCB	9999	242			
23		11	12	CHN BPK	1550	10	2006		

รูปที่ 3.3 ตัวอย่างการคำนวณค่าขนส่ง



รูปที่ 3.4 ตัวอย่างการหาระยะทางในระบบLNG

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.3.2 ความต้องการก๊าซธรรมชาติ

เนื่องจากประเทศไทยไม่มีแหล่งข้อมูลที่เปิดเผยความต้องการก๊าซธรรมชาติที่แบ่งออกเป็นเขตพื้นที่ ทางผู้วิจัยจึงจำเป็นต้องวิเคราะห์คำนวณปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติตามรูปที่ 3.6 โดยใช้ข้อมูลที่มีการเปิดเผยในตารางที่ 3.3 เพื่อให้ได้ความต้องการก๊าซธรรมชาติที่แยกตามเขตพื้นที่ตามระบบท่อส่งก๊าซและทำให้ใกล้เคียงความเป็นจริงมากที่สุด

ตารางที่ 3.3 แหล่งข้อมูลตั้งต้นที่ใช้ในการคำนวณความต้องการก๊าซธรรมชาติ

RAW data Source	รายละเอียดภายในแหล่งข้อมูล
DOBE database (2016) : Name List of Natural gas user (กรมธุรกิจพลังงาน. 2559)	รายชื่อสถานที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ สถานที่ตั้งและเบอร์ติดต่อ
EGAT annual (2016) : Oct production (การไฟฟ้าฝ่าย ผลิตแห่งประเทศไทย. 2560)	รายชื่อโรงไฟฟ้าในภาคการผลิตไฟฟ้าโดยในนามEGAT และ กำลังการผลิตของแต่ละโรงไฟฟ้า
EGAT annual (2016) : Oct private production (การ ไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. 2560)	รายชื่อโรงไฟฟ้าในภาคการผลิตไฟฟ้าของเอกชน และกำลังการ ผลิตของแต่ละโรงไฟฟ้า

ขั้นที่ 1 จากรูปที่ 3.5 แสดงถึงขั้นตอนการวิเคราะห์หาความต้องการก๊าซธรรมชาติโดยเริ่มจากนำความต้องการก๊าซธรรมชาติในปีพ.ศ 2560 ทั้งหมดมาแบ่งตามความต้องการตามภาคส่วนโดยการอ้างอิงจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (2560) ดังตัวอย่างการคำนวณรูปที่ 3.5 จะได้ข้อมูลความต้องการได้มา 4 ส่วนคือความต้องการก๊าซธรรมชาติในภาคส่วนการผลิตไฟฟ้า โรงแยกก๊าซธรรมชาติ NGV และ ภาคอุตสาหกรรมในสมการที่ 3.3

สัดส่วนความต้องการของแต่ละภาคส่วน

$$= \frac{\text{ปริมาณความต้องการในแต่ละภาคส่วน}}{\text{ปริมาณความต้องการทั้งหมด}} \quad (3.3)$$

No.	ชื่อย่อ	ชื่อ	หน้าที่	Demand				ปริมาณแก๊ส	Electric (MW)
				Electric (MW)	GSP	NGV	Industry		
10	RAY	ระยอง	D/L	2151	0.045950664	0.201146	0.058986	0.041957	216.5655
11	CHN	ชลบุรี	D	1493	0.031894162		0.024004		150.3172
12	BPK	บางปะกง	D	710	0.015167251		0.030861		72.48372
13	BAP	บางปะกง	D	2266	0.048407348		0.002327		228.1438
14	SBP	พระนครศรีไ้	D	1588	0.033923596		0.010691		159.8819
15	NBP	พระนครศรีไ้	D	1498	0.032000974				150.8206
16	SIN	สิงหนคร	D	630	0.013458354		0.011901		63.42922
17	RAC	ราชบุรี	D	5941	0.12691441		0.001614		598.1476
18	WAN	วังน้อย	D	4710	0.100617215		0.008069		474.2089
19	PCB	ปราจีนบุรี	D	90	0.001922622		0.000505		9.061317
20	SAR	สระบุรี	D	3608	0.077075777		0.014524		363.2581
21	NAC	เนินงาพอง	D	650	0.013885603				65.44285
22	KAN	ขอนแก่น	D	930	0.019867093				93.63361
23	SOK	สงขลา	D	1476	0.031531				148.6056

รูปที่ 3.5 ตัวอย่างการคำนวณสัดส่วนความต้องการของแต่ละภาคส่วน

ขั้นที่ 2 ได้ใช้ข้อมูลรายชื่อของสถานที่ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติจาก กรมธุรกิจพลังงาน (2559) นำมาเทียบข้อมูลรายชื่อของบริษัทที่อยู่ในภาคส่วนการผลิตไฟฟ้าเพื่อแยกจาก สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (2560) รายชื่อบริษัทที่อยู่ในภาคการผลิตไฟฟ้า และอุตสาหกรรมออกจากกัน

ขั้นที่ 3 เป็นการนำข้อมูลหาสัดส่วน ความต้องการก๊าซธรรมชาติในส่วนของการผลิตไฟฟ้านั้นได้ใช้ข้อมูลของจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (2560) คำนวณสัดส่วนกำลังการผลิตและเพื่อหาสัดส่วนความต้องการของแต่ละโรงไฟฟ้าโดยใช้สูตรการคำนวณสมการที่ 3.4 และสืบค้นที่ตั้งของโรงไฟฟ้ารูปที่ 3.7

ปริมาณความต้องการของแต่ละโรงไฟฟ้า

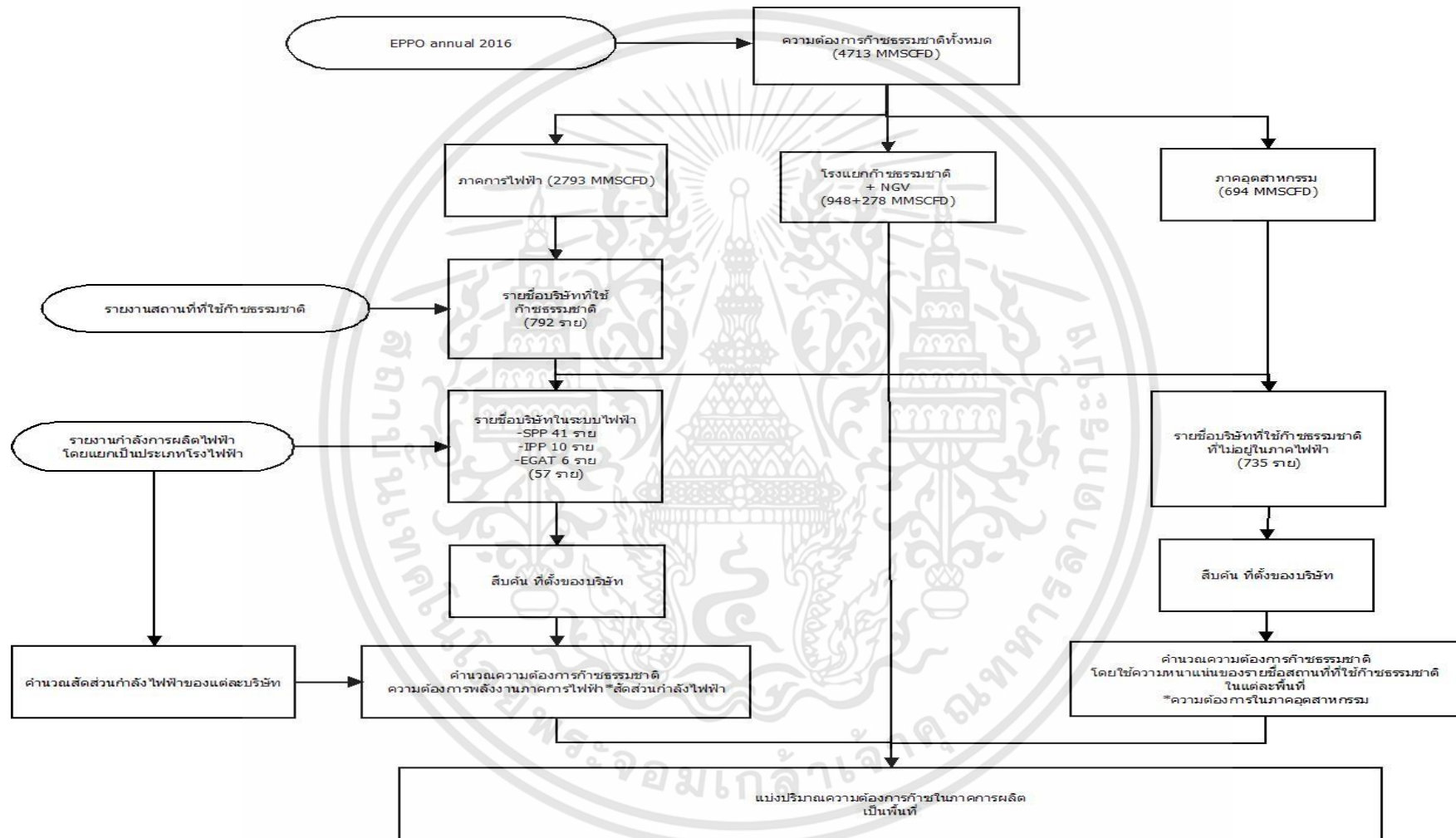
$$= \frac{\text{กำลังไฟฟ้าที่โรงงานผลิตได้}}{\text{กำลังไฟฟ้าทั้งหมด}} \cdot \text{ปริมาณความต้องการในภาคไฟฟ้า} \quad (3.4)$$

ในส่วนของการคำนวณหาความต้องการก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมเนื่องจากไม่ข้อมูลที่ระบุถึงความต้องการของแต่ละสถานที่ได้จึงได้นำรายชื่อสืบค้นข้อมูลสถานที่เพื่อหาความหนาแน่นของพื้นที่ที่แยกตามพื้นที่ความต้องการโดยตัดพื้นที่ที่ไม่ได้อยู่ในระบบท่อส่งก๊าซและนำไปคิดสัดส่วนความหนาแน่นตามเขตพื้นที่เพื่อนำไปคำนวณหาความต้องการแยกตามเขตพื้นที่ในสมการที่ 3.5 ตามรูปที่ 3.8

ปริมาณความต้องการของแต่ละพื้นที่ในภาคอุตสาหกรรม

$$= \frac{\text{จำนวนโรงงานอุตสาหกรรมในพื้นที่}}{\text{จำนวนโรงงานทั้งหมดในภาคอุตสาหกรรม}} \cdot \text{ปริมาณความต้องการในภาคอุตสาหกรรม} \quad (3.5)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.6 ขั้นตอนการหาความต้องการก๊าซธรรมชาติตามพื้นที่

ชื่อโรงไฟฟ้า	จังหวัด	กำลังการผลิต (MW)	ประเภทโรงไฟฟ้า						
พระนครใต้	กรุงเทพฯ	1588	EGAT	5.72	กรุงเทพฯ	1678	6.048809		
ศิริราช	กรุงเทพฯ(ลาดกระบัง)	90	SPP	0.32	ขอนแก่น	930	3.352439		
โรงไฟฟ้าขอนแก่น	ขอนแก่น	930	IPP	3.35	ขอนแก่น	650	2.343102		
น้ำพอง	ขอนแก่น	650	EGAT	2.34	ฉะเชิงเทรา	2266	8.168415		
นายประจักษ์	ฉะเชิงเทรา	2176	EGAT	7.84	ชลบุรี	1493	5.381926		
สีหิ์ เจที เอ็นเอ็นเค	ฉะเชิงเทรา (เมือง)	90	SPP	0.32	นนทบุรี	1498	5.39995		
อมตะ บี อิม เพาเวอร์ 5	ชลบุรี	90	SPP	0.32	ปทุมธานี	630	2.271007		
นิวัฒน์ ดิสน เอนเนอจี	ชลบุรี	90	SPP	0.32	ปราจีนบุรี	90	0.32443		
นิโกลัว โวลทีตี	ชลบุรี (ศรีราชา)	713	IPP	2.57	ระยอง	2151	7.753866		
สฟโคเจน	ชลบุรี (ศรีราชา)	90	SPP	0.32	ราชบุรี	5941	21.41595		
บีอีเอ็ม เพาเวอร์	ชลบุรี (แหลมฉบัง)	60	SPP	0.22	สงขลา	1476	5.320645		
อมตะ บี อิม เพาเวอร์	ชลบุรี (อมตะ)	90	SPP	0.32	สมุทรปราการ	620	2.234959		
อมตะ บี อิม เพาเวอร์	ชลบุรี (อมตะ)	90	SPP	0.32	สระบุรี	3518	12.68159		
อมตะ บี อิม เพาเวอร์ 4	ชลบุรี (อมตะ)	90	SPP	0.32	อยุธยา	4710	16.97848		
ทีพีเอ็ม เอสทีที	ชลบุรี(แหลมฉบัง)	180	SPP	0.65	อ่างทอง	90	0.32443		
พระนครเหนือ	นนทบุรี	1498	EGAT	5.40		27741	100		
คลองหลวง ยูทีลิตี้	ปทุมธานี	270	SPP	0.97					
นามนคร	ปทุมธานี	90	SPP	0.32					
บีอีเอ็ม บีโอส เพาเวอร์ 1	ปทุมธานี	90	SPP	0.32					
บีอีเอ็ม บีโอส เพาเวอร์ 2	ปทุมธานี	90	SPP	0.32					
ผลิตไฟฟ้า นวนคร	ปทุมธานี	90	SPP	0.32					

รูปที่ 3.7 ตัวอย่างการคำนวณหาสัดส่วนความต้องการในแต่ละโรงไฟฟ้า

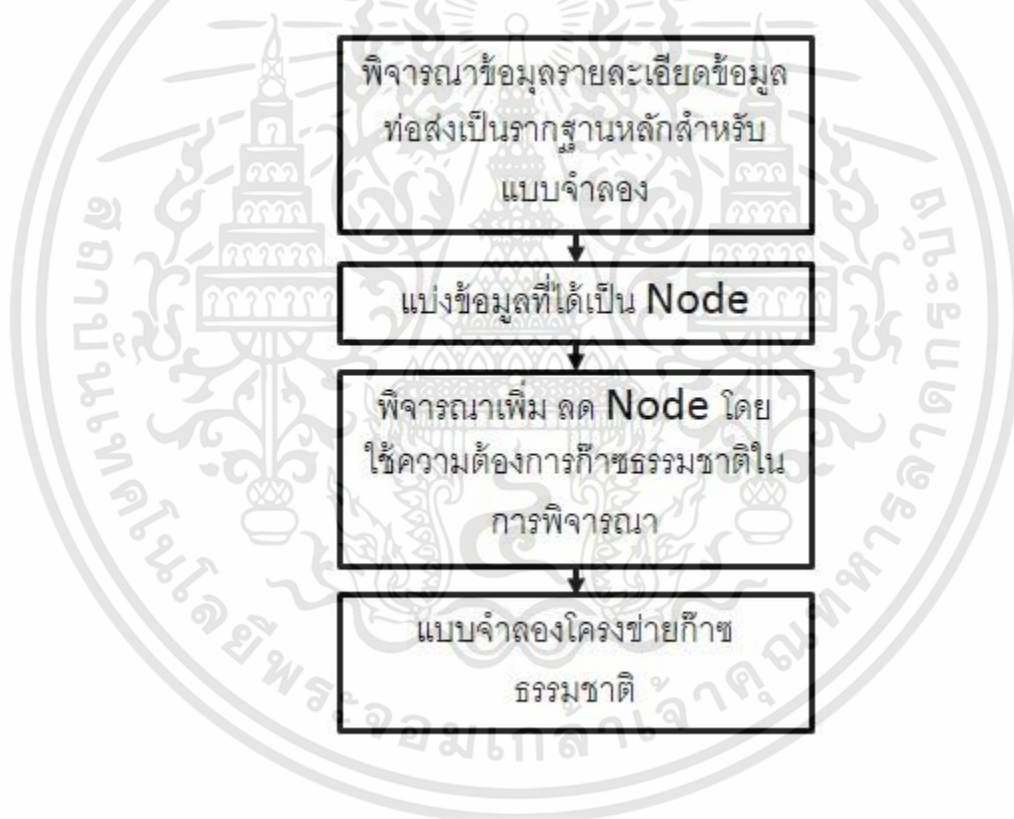
	Industrial	Elec	Total	Industrial	%	%ของ
กรุงเทพฯ	53	2	55	กรุงเทพฯ	0.07260274	1.452054795
กำแพงเพชร	1	0	1	กำแพงเพชร	0	0
ขอนแก่น	0	1	1	ขอนแก่น	0	0
ขอนแก่น	0	1	1	ขอนแก่น	0	0
ฉะเชิงเทรา	16	2	18	ฉะเชิงเทรา	0.021917808	0.438356164
ชลบุรี	119	9	128	ชลบุรี	0.163013699	3.26273972
นครปฐม	2	0	2	นครปฐม	0.002739726	0.054794521
นนทบุรี	0	1	1	นนทบุรี	0	0
ปทุมธานี	57	4	61	ปทุมธานี	0.078082192	1.561643836
ปราจีนบุรี	3	2	5	ปราจีนบุรี	0.004109589	0.082191781
เพชรบุรี	1	0	1	เพชรบุรี	0	0
ระยอง	208	15	223	ระยอง	0.284931507	5.698630137
ราชบุรี	8	5	13	ราชบุรี	0.010958904	0.219178082
สงขลา	0	1	1	สงขลา	0	0
สมุทรปราการ	152	3	155	สมุทรปราการ	0.208219178	4.164383562
สมุทรสาคร	1	0	1	สมุทรสาคร	0	0
สระบุรี	72	6	78	สระบุรี	0.098630137	1.97260274
สโขทัย	40	2	42	สโขทัย	0	0
อยุธยา	40	4	44	อยุธยา	0.054794521	1.095890411
อ่างทอง	0	1	1	อ่างทอง	0	0
	735	57	792		790	20

รูปที่ 3.8 ตัวอย่างการคำนวณหาความหนาแน่นสถานที่ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติตามระบบท่อส่ง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.4 การเขียนแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติ

ในการศึกษาครั้งนี้ได้แบ่งข้อมูลต่างๆเป็นเขตพื้นที่และประเทศต่างถูกกำหนดให้อยู่ในรูปของตัวเลขและNode และแบ่งตามลักษณะหน้าที่ของเขตพื้นที่เพื่อให้ง่ายกับการศึกษาตามรูปที่ 3.9 โดยใช้ตัวอักษรย่อและตัวเลขแทนเขตพื้นที่และแบ่งตามลักษณะหน้าที่ของพื้นที่นั้นๆดังนี้ Supply node แทนพื้นที่ที่ทำหน้าเป็นแหล่งจัดหาสำหรับแบบจำลองนี้, Demand node แทนพื้นที่ที่มีความต้องการก๊าซธรรมชาติภายในประเทศไทย, Regasification node แทนพื้นที่ที่มีความสามารถในการรับก๊าซธรรมชาติเหลวได้ในปัจจุบันประเทศไทยมีสถานีรับก๊าซธรรมชาติเหลวเพียงแห่งเดียวคือ สถานีก๊าซธรรมชาติเหลวมาบตาพุด (Map ta put LNG terminal) ซึ่งตั้งอยู่ที่จังหวัดระยองและLNG node แทนพื้นที่หรือประเทศที่ส่งออกก๊าซธรรมชาติซึ่งในปัจจุบันประเทศไทยได้ทำสัญญากับ 2 ประเทศคือ กาตาร์ และสิงคโปร์ โดยรายละเอียดการแทนตัวอักษรย่อ เขตพื้นที่และหน้าที่ของ Node อยู่ในตารางที่ 3.4



รูปที่ 3.9 ขั้นตอนการแบ่งเขตพื้นที่

ตารางที่ 3.4 รายละเอียดและประเภทของพื้นที่ในการศึกษาที่ถูกกำหนดให้เป็น Node และตัวเลข

No.	ตัวย่อ	ชื่อเต็มของNode	แทนเขตพื้นที่	หน้าที่
1	JDA	JDA	Malaysia-thailand joint development area	Supply
2	BOK	บงกช	แหล่งปิโตรเลียมทางทะเลบงกช	Supply
3	PAI	ไพลิน	แหล่งปิโตรเลียมทางทะเลไพลิน	Supply
4	ATH	อาทิตย	แหล่งปิโตรเลียมทางทะเลอาทิตย	Supply
5	ERA	เอราวัณ	แหล่งปิโตรเลียมทางทะเลเอราวัณ	Supply
6	TAN	ทานตะวัน	แหล่งปิโตรเลียมทางทะเลทานตะวัน	Supply
7	PHU	ภูหอม	แหล่งปิโตรเลียมบนบกภูหอม	Supply
8	NAM	น้ำพอง	แหล่งปิโตรเลียมบนบกน้ำพอง	Supply
9	MYA	พม่า	ประเทศพม่า	Supply
10	RAY	ระยอง	จังหวัดระยอง	Demand /Regasificaiton
11	CHN	ชลบุรี	จังหวัดชลบุรี	Demand
12	BPK	บางปะกง	จังหวัดฉะเชิงเทรา,เขตบางปะกง	Demand
13	BAP	บางพลี	อำเภอบางพลี,เขตลาดกระบัง	Demand
14	SBP	โรงไฟฟ้าพระนครใต้	โรงไฟฟ้าพระนครใต้	Demand
15	NBP	โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ	โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ	Demand
16	SIN	ไทรน้อย	จังหวัดปทุมธานี,นครพนมและนนทบุรี (อ.ไทรน้อย)	Demand
17	RAC	ราชบุรี	จังหวัดราชบุรี	Demand
18	WAN	วังน้อย	อยุธยา (อ.วังน้อย)	Demand
19	PCB	ปราจีนบุรี	จังหวัดปราจีนบุรี	Demand
20	SAR	สระบุรี	จังหวัดสระบุรี	Demand
21	NAC	โรงไฟฟ้าน้ำพอง	โรงไฟฟ้าน้ำพอง	Demand
22	KAN	ขอนแก่น	อ.ขอนแก่น	Demand
23	SOK	สงขลา	จังหวัดสงขลา	Demand
24	QAR	กาตาร์	ประเทศกาตาร์	LNG
25	SIG	สิงคโปร์	ประเทศสิงคโปร์	LNG

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หลังจากกำหนดเขตพื้นที่ต่างๆให้เป็น Node และแบ่งหน้าที่ตามพื้นที่ ได้ดังนี้

1. Supply node ประกอบด้วยแหล่งปิโตรเลียมทางทะเล Malaysia-Thailand joint development area (JDA), บงกช (BOK), ไพลิน (PAI), อาทิตย (ATH), เอรಾವิน (ERA), ทานตะวัน (TAN) แหล่งปิโตรเลียมบนบกภูหอม (PHU), น้ำพอง (NAM) และประเทศพม่า (MYA)

2. Demand node ประกอบด้วยเขตพื้นที่จังหวัดระยอง (RAY), จังหวัดชลบุรี (CHN), อำเภอบางพลี (BAP), อำเภอบางปะกง (BAK), โรงไฟฟ้าพระนครใต้ (SBP), โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ (NBP), อำเภไทรน้อย (SIN), จังหวัดราชบุรี (RAC), อำเภอวังน้อย (WAN), จังหวัดปราจีนบุรี (PCB), จังหวัดสระบุรี (SAR), โรงไฟฟ้าน้ำพอง (NAC), อำเภอชนอม (KAN), จังหวัดสงขลา (SOK)

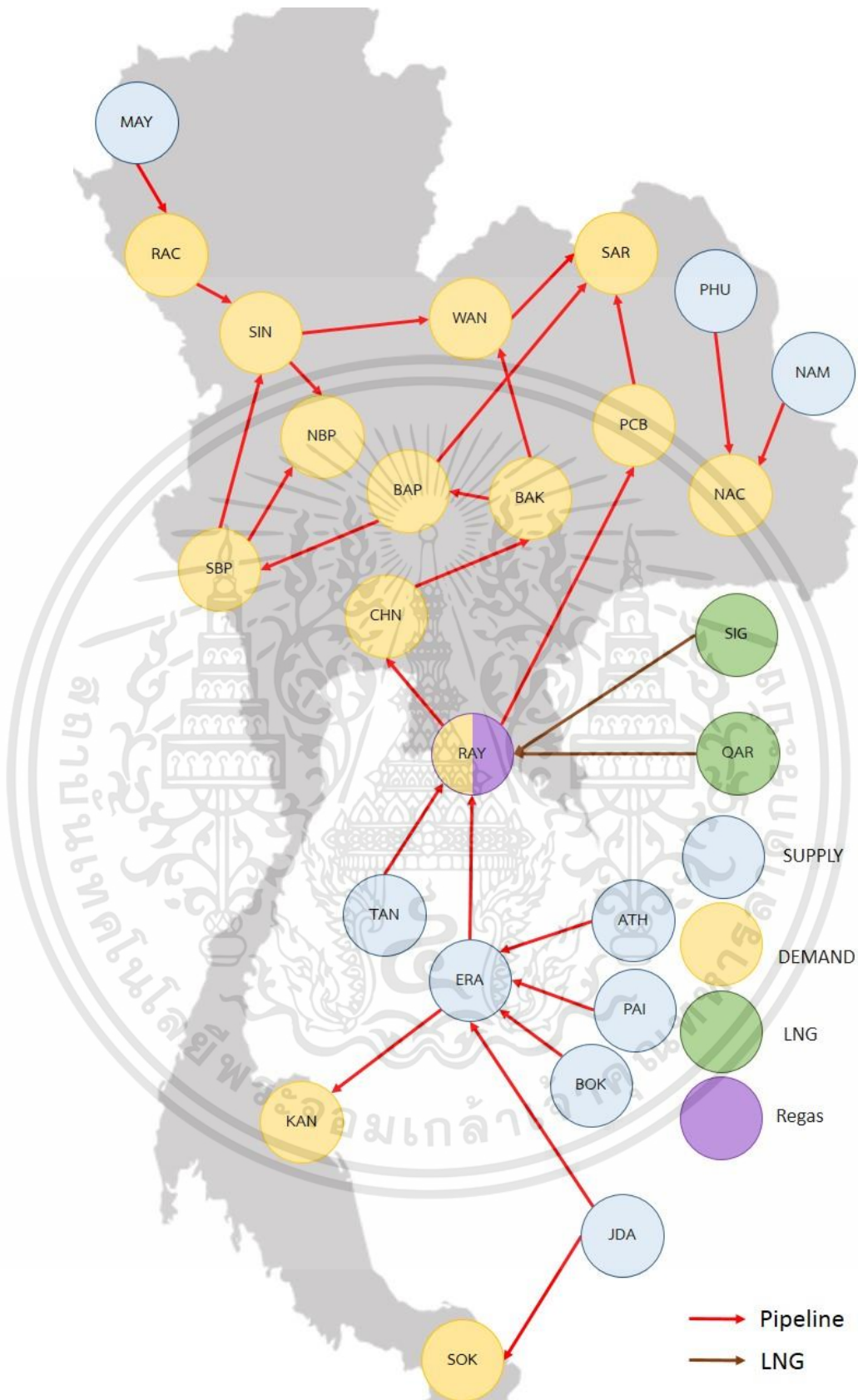
3. Regasification node มีเพียงที่เขตพื้นที่จังหวัดระยอง (RAY) เท่านั้น เขตพื้นที่จังหวัดระยองจึงทำหน้าที่เป็นทั้ง Demand node และ Regasification node

4. LNG node ประกอบด้วยประเทศที่ประเทศไทยได้ทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติไว้คือ ประเทศกาตาร์และประเทศสิงคโปร์

จากนั้นนำ Node ที่ได้ถูกแบ่งไว้เชื่อมต่อกันโดยใช้ข้อมูลโครงสร้างของท่อส่งก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยที่ได้จากการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (2553) ซึ่งทางผู้วิจัยได้ทำรูปภาพที่อธิบายถึงท่อส่งก๊าซที่เชื่อมต่อกันและทิศทางการไหลของก๊าซธรรมชาติไว้ในรูปที่ 3.10 เพื่อให้ง่ายต่อความเข้าใจในแบบจำลองมากขึ้น

สิ่งที่ควรรู้ทางผู้วิจัยได้สังเกตเห็นถึงความต้องการก๊าซธรรมชาติในพื้นที่ ชลบุรี ไทรน้อย และบางพลีที่มีความต้องการก๊าซอยู่จำนวนหนึ่งซึ่งในพื้นที่ที่กล่าวไปนั้นไม่มีการระบุต้นทางและปลายทางในแหล่งข้อมูลในท่อส่งก๊าซที่จะกล่าวในต่อไป ทางผู้วิจัยจึงได้ทำการเพิ่ม Node แทนบริเวณพื้นที่นั้นๆ ระหว่างท่อส่งก๊าซลงไปเพื่อเพิ่มความละเอียดของแบบจำลองและทำให้ผลลัพธ์ที่ได้ใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากขึ้น

ทางผู้วิจัยได้ทำการตัดความต้องการก๊าซในบางพื้นที่ที่ไม่ได้อยู่บริเวณท่อส่งก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากเป็นการขนส่งโดยใช้รถยนต์ซึ่งไม่อยู่ในขอบเขตการศึกษาในงานวิจัยชิ้นนี้แต่ในพื้นที่ดังกล่าวนั้นมีความต้องการก๊าซธรรมชาติที่น้อยจึงทำให้ผลที่ได้อาจเปลี่ยนแปลงไปเล็กน้อย หากในอนาคตมีการศึกษาเพิ่มเติมเกี่ยวกับการขนส่งก๊าซธรรมชาติโดยรถยนต์พื้นที่ดังกล่าวอาจจะถูกเพิ่มมาในการศึกษาและมีค่าใช้จ่ายในการขนส่งที่ต่างออกไปจากในระบบท่อส่งก๊าซ



รูปที่ 3.10 โครงข่ายก๊าซธรรมชาติของไทย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.5 การเขียนแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (Mathematic model)

3.5.1 การกำหนดตัวแปรและพารามิเตอร์ (Variable and parameter)

- เซต (Set)

i คือ node ทั้งหมด , 25 node

$\in \{JDA, BOK, PAI, ATH, ERA, TAN, PHU, NAM, MYA RAY, CHN, BPK, BAP, SBP, NBP, SIN, RAC, WAN, PCB, SAR, NAC, KAN, SOK, QAR, SIG \}$

- ตัวแปร (Variable)

Z คือ Objective function value หรือค่าใช้จ่ายทั้งหมด พันบาท

X คือ ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ถูกส่งออกไป ในหน่วย ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

P คือ ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ถูกผลิตในNode ในหน่วย ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

- พารามิเตอร์ (Parameter)

$Tcost$ คือ ค่าใช้จ่ายในการขนส่ง ในหน่วย พันบาท / ล้านลูกบาศก์ฟุต

$Pcap$ คือ กำลังการผลิต ในหน่วย ล้านลูกบาศก์ฟุต

$Pipcap$ คือ กำลังสูงสุดในการขนส่งของท่อ ในหน่วย ล้านลูกบาศก์ฟุต

Dem คือ ปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติ ในหน่วย ล้านลูกบาศก์ฟุต

$LNGcon$ คือ ปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวที่ได้ทำสัญญาไว้ ในหน่วย ล้านลูกบาศก์ฟุต

3.5.2 สมการกำหนดเป้าหมาย (Objective function)

$$\min Z, Z = \sum [X_{(i,j)} \cdot Tcost_{(i,j)}]; \forall (i,j) \quad (3.6)$$

สมการ 3.6 สมการกำหนดเป้าหมาย สำหรับงานวิจัยมีเป้าหมายเพื่อหารูปแบบการจัดการและขนส่งที่ทำให้ค่าใช้จ่ายน้อยที่สุดหรือ Minimizing operation cost สมการกำหนดเป้าหมายจึงถูกกำหนดให้ค่าใช้จ่ายทั้งหมดมีค่าเท่ากับปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ถูกส่งออกคูณอยู่กับค่าใช้จ่ายในกระบวนการขนส่งและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวในกรณีที่ดินที่หรือ Node นั้นเป็น LNG node

เนื่องจากขอบเขตของงานวิจัยนี้ไม่ได้ศึกษาถึงต้นทุนในการผลิตและราคาต่าก๊าซธรรมชาติ สมการ 3.6 จึงไม่มีตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับค่าดังกล่าว หากต้องการศึกษาเพิ่มเติมค่าดังกล่าวควรใส่เพิ่มเติมลงไปในสมการ 3.6

3.5.3 สมการกำหนดขอบเขต (Constraint function)

สมการกำหนดขอบเขตของแบบจำลองในงานวิจัยประกอบด้วยสมการและมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- สมการกำหนดการไหล (Mass balance constraint)

$$\sum [X_{(i,j)}] = \sum [X_{(j,i)}] + P_i - Dem_i ; \forall(j) \quad (3.7)$$

สมการ 3.7 สมการกำหนดการไหล (Mass balance constraint) เป็นสมการที่ทำให้ปริมาณของก๊าซธรรมชาติในพื้นที่นั้นๆเกิดการไหลของตัวเลขหรือปริมาณก๊าซธรรมชาติเพื่อให้เกิดการจำลองการส่งก๊าซธรรมชาติในแบบจำลองขึ้น โดยกำหนดพื้นที่นั้นๆให้ปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติทั้งหมดจากพื้นที่และปริมาณการใช้เพื่อบริโภคในพื้นที่เท่ากับปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่รับมาจากพื้นที่อื่นและปริมาณการจัดหาในพื้นที่

สิ่งสำคัญที่ควรรู้ของสมการ 3.7 คือในพื้นที่ที่ทำหน้าที่เป็นพื้นที่จัดหาหรือSupply nodeจะมีปริมาณการบริโภคก๊าซธรรมชาติเท่ากับ 0 และพื้นที่ที่มีความต้องการก๊าซธรรมชาติหรือDemand node จะมีการกำหนดกำลังการผลิตเท่ากับ 0 เพื่อให้ตัวแบบจำลองเข้าใจบทบาทหน้าที่ของNodeแต่ละประเภท

- สมการกำหนดขอบเขตกำลังส่งสูงสุด (Pipeline capacity constraint)

$$X_{(i,j)} \leq Pipecap_{(i,j)} ; \quad i \in \{23 \text{ node in pipeline system}\} \quad (3.8)$$

สมการ 3.8 สมการกำหนดขอบเขตกำลังส่งสูงสุด (Pipeline capacity constraint) เป็นสมการที่กำหนดให้ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ส่งออกไปจากพื้นที่นั้นๆไปยังอีกพื้นที่หนึ่งจะต้องไม่สามารถส่งออกไปมากกว่ากำลังส่งของท่อส่งก๊าซหรือกำลังส่งทางเรือของก๊าซธรรมชาติเหลวในประเทศนั้นๆ

สิ่งสำคัญของสมการ 3.8 ท่อส่งก๊าซที่ไม่มีอยู่ในความเป็นจริงหรือมีทิศทางที่สวนทางกำลังส่งสูงสุดของท่อเหล่านั้นจะถูกกำหนดให้เป็น 0 เพื่อให้ตัวแบบจำลองไม่เลือกที่จะส่งไปยังพื้นที่ที่ไม่สามารถส่งไปถึงได้และไม่เกิดการส่งที่สวนทางกันของก๊าซธรรมชาติในแบบจำลอง

- สมการกำหนดขอบเขตกำลังการผลิต (Production constraint)

$$P_i \leq Pcap_i ; \quad i \in \{JDA, BOK, PAI, ATH, ERA, TAN, PHU, NAM, MYA\} \quad (3.9)$$

สมการ 3.9 เป็นสมการกำหนดขอบเขตให้ปริมาณก๊าซที่ผลิตใน Supply node นั้นๆต้องไม่มากไปกว่าปริมาณกำลังผลิตก๊าซธรรมชาติสูงสุดได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สิ่งที่จำเป็นต้องรู้เกี่ยวกับสมการ 3.9 ปัจจุบันประเทศไทยถูกกำหนดกำลังผลิตของแต่ละแหล่งปิโตรเลียมในแต่ละปีโดยสัญญาการซื้อขายก๊าซระหว่างการผลิตปิโตรเลียมแห่งประเทศไทยและการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยแต่เนื่องจากไม่มีแหล่งข้อมูลที่กล่าวถึงการทำสัญญาซื้อขายก๊าซระหว่างกำลังผลิตสูงสุดของแต่ละแหล่งปิโตรเลียมอย่างละเอียด ทางผู้วิจัยจึงเห็นว่าสมควรนำกำลังการผลิตจริงในปีมาแต่ละปีมาอ้างอิงเป็นกำลังผลิตสูงสุดเลยได้เพราะการปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้ในแต่ละปีนั้นมีปริมาณที่อยู่ในสัญญาซื้อขายและหากเกินกว่าสัญญาจะทำให้เป็นการซื้อขายก๊าซแบบจุดหรือ Spot trading ซึ่งเป็นการซื้อก๊าซธรรมชาติในราคาสูงขึ้น ทางผู้วิจัยจึงนำข้อมูลปริมาณการผลิตในอดีตของปีพ.ศ. 2560 ของแต่ละแหล่งปิโตรเลียม มาอ้างอิงกำลังผลิตสูงสุดในการผลิตของแบบจำลอง หากมีการเปลี่ยนแปลงแผนการผลิตในอนาคตค่ากำลังผลิตสูงสุดดังกล่าวสามารถเปลี่ยนแปลงตามแผนและนโยบายที่ถูกกำหนดไว้หรือตามจุดประสงค์ของการศึกษาได้

- สมการกำหนดขอบเขตกำลังการรับก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG capacity constraint)

$$\sum [X_{(i,j)}] \geq LNGcap_{(RAY)} ; i \in \{QAR, SIG\} \quad (3.10)$$

สมการ 3.10 เป็นสมการกำหนดขอบเขตขอบเขตกำลังการรับก๊าซธรรมชาติเหลว เนื่องจากสถานีก๊าซธรรมชาติเหลวมาตามจุดนั้นมีกำลังการรับก๊าซธรรมชาติเหลวที่จำกัด สมการนี้จึงกำหนดให้ปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวทั้งหมดนั้นมีปริมาณที่น้อยกว่ากำลังการรับก๊าซธรรมชาติเหลวสูงสุดของพื้นที่จังหวัดระยอง

สิ่งที่ควรรู้จากสมการที่ 3.10 ก๊าซธรรมชาติเหลวถูกกำหนดให้มีค่าปริมาณที่แปรหน่วยจากล้านตันเป็นในรูปแบบของก๊าซธรรมชาติในหน่วยล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งปริมาณของก๊าซธรรมชาติเหลว 1 ล้านตันนั้นมีค่าเท่ากับก๊าซธรรมชาติ 140 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

- สมการกำหนดขอบเขตสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลวระยะยาว (Long-term contract constraint)

$$X_{(i,j)} \geq LNGcon_{(i,j)} ; i \in \{QAR, SIG\} \quad (3.11)$$

สมการที่ 3.11 เป็นสมการกำหนดขอบเขตสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลวระยะยาวในปีพ.ศ.2560 ประเทศไทยได้ทำสัญญาซื้อขายกับประเทศกาตาร์และสิงคโปร์ แต่เนื่องจากเอกสารอ้างอิงไม่ได้ระบุถึงรายละเอียดของสัญญาดังกล่าวแต่ได้บอกถึงปริมาณของการทำสัญญาซื้อขายทางผู้วิจัยจึงเห็นสมควรว่าการกำหนดสัญญาดังกล่าวให้เป็นการซื้อขายแบบระยะยาว

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

(Long-term contracts หรือ LTCs) เนื่องจากการซื้อขายแบบระยะยาวเป็นการซื้อขายที่มีราคาค่า
ก๊าซธรรมชาติต่ำกว่าการซื้อขายแบบรายหน่วย (Spot trading)

การทำสัญญาซื้อขายก๊าซแบบระยะยาวเป็นการทำสัญญากันของประเทศผู้ส่งออก
และประเทศผู้นำเข้า โดยปกติผู้ขายหรือผู้ส่งออกนั้นจะกำหนดปริมาณที่ขั้นต่ำรายปี (Lower bar)
และปริมาณที่สูงสุดรายปี (Upper bar) ของปริมาณก๊าซที่ซื้อขาย ซึ่งผู้ซื้อหรือผู้นำเข้าก๊าซธรรมชาติ
นั้นควรที่จะซื้อในช่วงที่กำหนดเพื่อหลีกเลี่ยงค่าปรับต่างๆและความเสี่ยงในการถูกระงับสัญญานั้นๆ
แต่จากแหล่งข้อมูลที่ได้มาไม่มีการบ่งบอกถึงค่าทั้งสอง ทางผู้วิจัยจึงกำหนดให้ปริมาณก๊าซธรรมชาติ
เหลวที่ทำสัญญาเป็นปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวที่ควรจัดหาให้ถึงที่กำหนดแทน

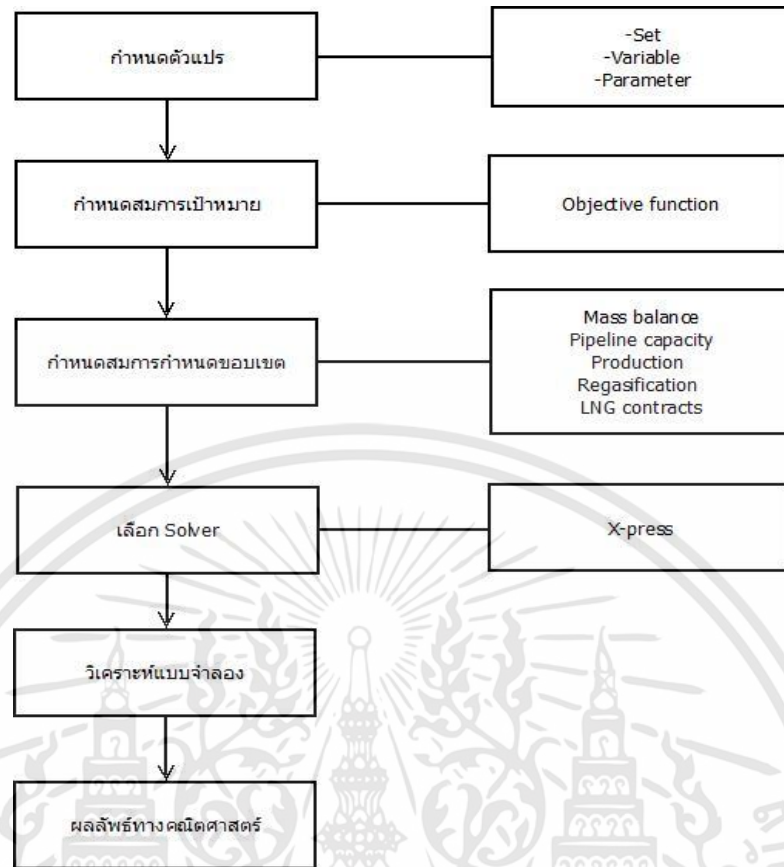
3.6 การวิเคราะห์แบบจำลอง

ในการศึกษาครั้งนี้ได้นำการแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เขียนในโปรแกรม General
algebraic modeling system demo version หรือ GAMS demo version และใช้ตัววิเคราะห์
(Solver) ชื่อว่า X-Press ผลลัพธ์ที่ได้จะอยู่ในรูปของผลลัพธ์ทางตัวเลข โดยขั้นตอนการเขียนในรูปแบบ

3.11

GAMs ใน demo version นั้นมีข้อจำกัดในการใช้วิเคราะห์แบบจำลองโดยมีเงื่อนไขดังนี้

1. สมการ (Single equations) ของแบบจำลองที่วิเคราะห์ต้องน้อยกว่าหรือเท่ากับ 300
สมการ
2. ตัวแปร (Single variables) ของแบบจำลองที่วิเคราะห์ต้องน้อยกว่าหรือเท่ากับ 300 ตัว
แปร
3. พารามิเตอร์ (Non zero element) ของแบบจำลองที่วิเคราะห์ต้องน้อยกว่าหรือเท่ากับ
2,000 ตัว



รูปที่ 3.11 ขั้นตอนการเขียนแบบจำลองคณิตศาสตร์ในGAMS

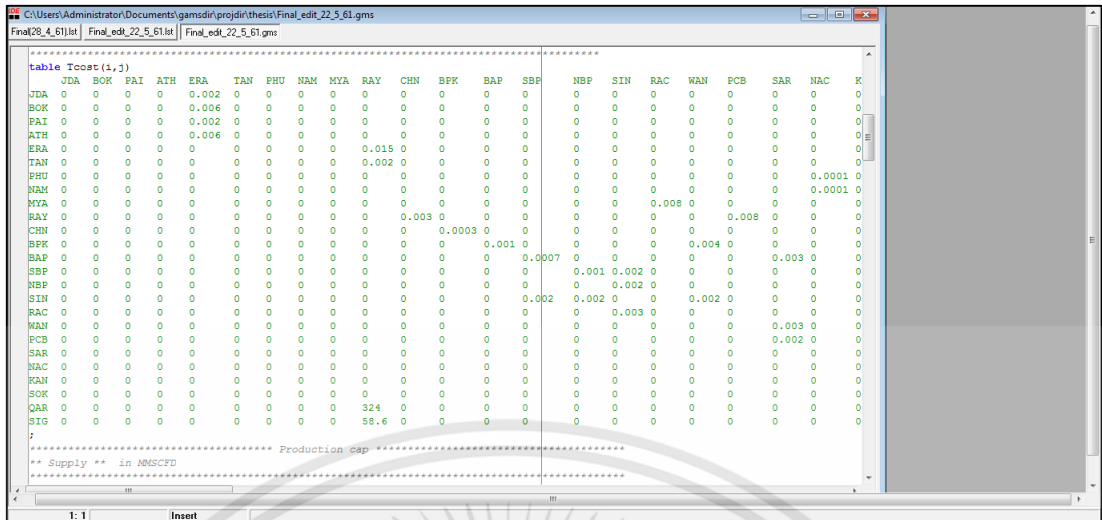
```

C:\Users\Administrator\Documents\gamsdir\projdir\thesis\Final_edk_22_5_61.gms
Final_28_4_61.txt | Final_edk_22_5_61.txt | Final_edk_22_5_61.gms

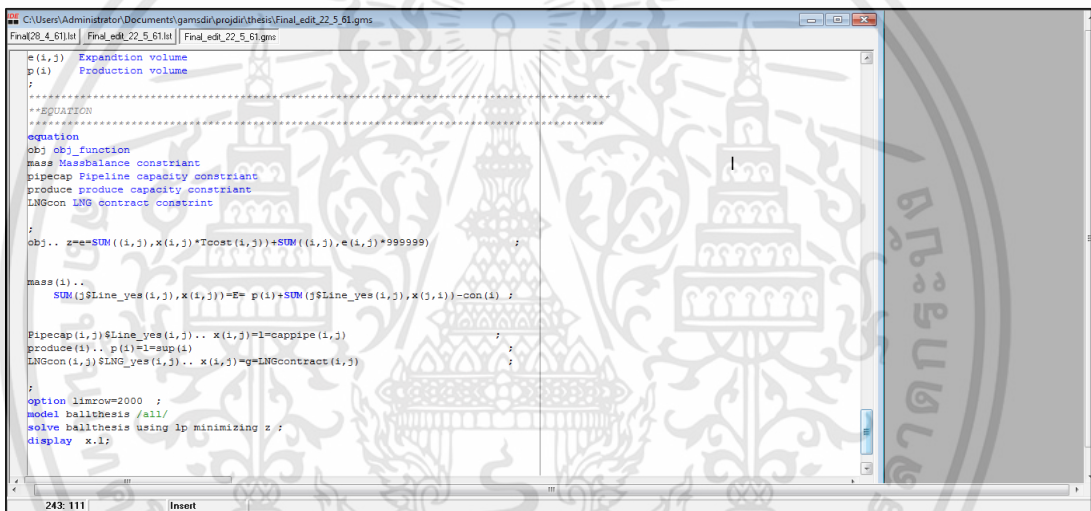
****add
**NBP,SBP---->SIN
***** SET
set i city node /JDA, BOK, PAI, ATH, ERA, TAN, PHU, NAM, MYA, RAY, CHN, BFK, BAP, SDP, NBP,
SIN, RAC, WAN, PCB, SAR, NAC, KAN, SOK, QAR, SIG/
***** SUB-SET *****
**not for using but, for understanding about type node *****
s(i) Supply node /JDA,BOK,PAI,ATH,ERA,TAN,PHU,NAM,MYA,QAR,SIG/
pro(i) Produce node /JDA,BOK,PAI,ATH,ERA,TAN,PHU,NAM,MYA/
l(i) LNG supplier country node /QAR,SIG/
d(i) Demand city node /RAY,CHN,BFK,BAP,SBP,SDP,SIN,RAC,WAN,PCB,SAR,NAC,KAN,SOK/
r(i) LNG regas country node /RAY/
*****
** i can be j , and j can be i
alias (i,j)
*****
****TCost(i,j) = distract (i,j)*TCost(pipeline or LNG )
**** pipeline cost = 0.035/1000*km
  
```

รูปที่ 3.12 ตัวอย่างการแทนตัวแปรในโปรแกรม GAMS

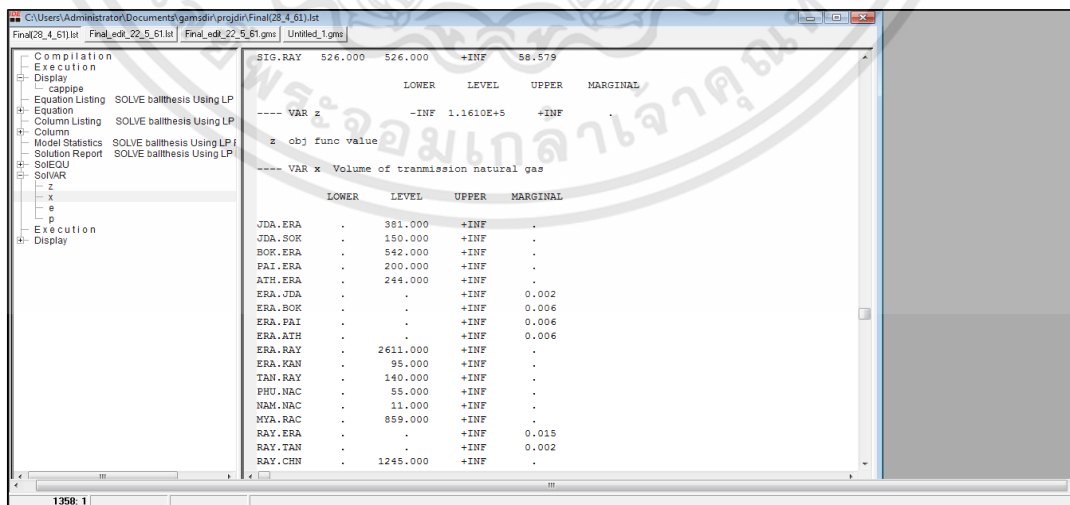
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.13 ตัวอย่างการแทนพารามิเตอร์ในโปรแกรม GAMS



รูปที่ 3.14 ตัวอย่างการกำหนดสมการเป้าหมายและสมการกำหนดขอบเขต



รูปที่ 3.15 ตัวอย่างการแสดงผลลัพธ์ของแบบจำลองในโปรแกรม GAMS

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.7 การเปรียบเทียบผลลัพธ์ของแบบจำลอง (Validation)

สำหรับขั้นตอนการเปรียบเทียบผลลัพธ์ของแบบจำลอง โดยจะคำนวณเป็นเปอร์เซ็นต์ความต่างของปริมาณและสัดส่วนการจัดหาในแบบจำลองกับความเป็นจริงในปีพ.ศ.2560

ขั้นตอนที่ 1 นำผลลัพธ์ตัวเลขของปริมาณการจัดหาที่วิเคราะห์ได้จากแบบจำลองในหัวข้อที่

3.5.4 ทำการหาผลต่างระหว่างการจัดหาจริงในปีพ.ศ. 2560 และ ผลลัพธ์จากแบบจำลอง

ขั้นตอนที่ 2 นำค่าผลต่างที่ได้จากขั้นตอนแรกหาเปอร์เซ็นต์ความต่างกับการจัดหาจริงในปีพ.ศ.2560

Node	Name	Role	การจัดหาในปี2560	การจัดหาในผลลัพธ์	ผลต่าง
JDA	JDA	Product	469	469	0
BOK	บอกร	Product	954	954	0
PAI	ไพบลิน	Product	364	200	164
ATH	อาทิด	Product	244	157	87
ERA	เอราวิณ	Product	1318	1318	0
TAN	ทานะวิน	Product	110	110	0
PHU	พูฮอน	Product	78	65	13
NAM	นัมพร	Product	8	0	8
MYA	เมย่า	Import	848	848	0
LNG	Qatar SIG	LNG Importation	511	560	-49
Summary			4914	4691	223

ตามวิธีการจัดหา	ปริมาณในปี2560	ผลลัพธ์	%
Production	3555	3283	-7.6512
NG import	848	848	0
LNG import	511	560	9.58904

รูปที่ 3.16 ตัวอย่างการ เปรียบเทียบผลลัพธ์ของแบบจำลอง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 4

ผลการวิเคราะห์ข้อมูล

จากวิธีการดำเนินการวิจัยที่ได้ทำการวางแผนไว้ ในบทนี้จะเป็นการวิเคราะห์ข้อมูลก่อนที่จะนำไปเขียนไปวิเคราะห์ในแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ และการวิเคราะห์ข้อมูลในบทนี้จะนำข้อมูลดิบมาทำการสังเคราะห์ให้ใช้ในแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ได้

เพื่อความเข้าใจในความหมายของตัวอักษรย่อและหมายเลขของNode ต่างๆที่จะกล่าวในบทต่อไปมีรายละเอียดในตารางที่ 4.1 และหน่วยแทนปริมาณของก๊าซธรรมชาติคือ Million standard cubic feet per day (MMSCFD) หรือล้านลูกบาศก์เมตรต่อวัน

ตารางที่ 4.1 ความหมายของตัวเลข ตัวย่อ การแทนพื้นที่และหน้าที่ของ NODE

No.	ตัวย่อ	ชื่อเต็มของNode	แทนเขตพื้นที่	หน้าที่
1	JDA	JDA	Malaysia-Thailand joint development area	Supply
2	BOK	บงกช	แหล่งปิโตรเลียมทางทะเลบงกช	Supply
3	PAI	ไพลิน	แหล่งปิโตรเลียมทางทะเลไพลิน	Supply
4	ATH	อาทิตย	แหล่งปิโตรเลียมทางทะเลอาทิตย	Supply
5	ERA	เอราวัณ	แหล่งปิโตรเลียมทางทะเลเอราวัณ	Supply
6	TAN	ทานตะวัน	แหล่งปิโตรเลียมทางทะเลทานตะวัน	Supply
7	PHU	ภูหอม	แหล่งปิโตรเลียมบนบกภูหอม	Supply
8	NAM	น้ำพอง	แหล่งปิโตรเลียมบนบกน้ำพอง	Supply
9	MYA	พม่า	ประเทศพม่า	Supply
10	RAY	ระยอง	จังหวัดระยอง	Demand /Regasificaiton
11	CHN	ชลบุรี	จังหวัดชลบุรี	Demand
12	BPK	บางปะกง	จังหวัดฉะเชิงเทรา,เขตบางปะกง	Demand
13	BAP	บางพลี	อำเภอบางพลี,เขตลาดกระบัง	Demand
14	SBP	โรงไฟฟ้าพระนครใต้	โรงไฟฟ้าพระนครใต้	Demand
15	NBP	โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ	โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ	Demand
16	SIN	ไทรน้อย	จังหวัดปทุมธานี,นครพนมและนนทบุรี (อ.ไทรน้อย)	Demand

ตารางที่ 4.1 ความหมายของตัวเลข ตัวย่อ การแทนพื้นที่และหน้าที่ของ NODE (ต่อ)

No.	ตัวย่อ	ชื่อเต็มของNode	แทนเขตพื้นที่	หน้าที่
17	RAC	ราชบุรี	จังหวัดราชบุรี	Demand
18	WAN	วังน้อย	อยุธยา (อ.วังน้อย)	Demand
19	PCB	ปราจีนบุรี	จังหวัดปราจีนบุรี	Demand
20	SAR	สระบุรี	จังหวัดสระบุรี	Demand
21	NAC	โรงไฟฟ้าน้ำพอง	โรงไฟฟ้าน้ำพอง	Demand
22	KAN	ขอนแก่น	อ.ขอนแก่น	Demand
23	SOK	สงขลา	จังหวัดสงขลา	Demand
24	QAR	กาตาร์	ประเทศกาตาร์	LNG
25	SIG	สิงคโปร์	ประเทศสิงคโปร์	LNG

4.1 ข้อมูลตั้งต้น

4.1.1 การจัดหาก๊าซธรรมชาติ

สำหรับการจัดหาก๊าซธรรมชาติในปีพ.ศ. 2560 ได้นำข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. (2560) ซึ่งรายละเอียดได้แยกปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติและการนำเข้าในตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 ปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติในปีพ.ศ. 2560 ของแต่ละ Node

Node	Supply type	Production (MMSCFD)
JDA	Production	469
BOK	Production	964
PAI	Production	364
ATH	Production	244
ERA	Production	1,318
TAN	Production	110
PHU	Production	78
NAM	Production	8
MYA	NG importation	848
QAR	LNG importation	511
SIG	LNG importation	
Summary		4,914

จากตารางที่ 4.2 แสดงให้เห็นถึงปริมาณการจัดหาจากแหล่งจัดหาต่างๆ พบว่าแหล่งปิโตรเลียมเอราวัณ (ERA) นั้นเป็นเขตพื้นที่ที่มีก๊าซธรรมชาติสำรองมากที่สุดและเป็นเขตพื้นที่ที่มีกำลังผลิตมากที่สุดทำให้มีการผลิตก๊าซธรรมชาติมากที่สุดโดยมีปริมาณการผลิตในปีพ.ศ. 2560 อยู่ที่ 1,318 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และเขตพื้นที่ที่มีปริมาณการผลิตในปีพ.ศ. 2560 น้อยที่สุดคือแหล่งปิโตรเลียมบนบกน้ำพอง (NAM) เป็นผลมาจากเป็นเขตพื้นที่ที่มีก๊าซธรรมชาติสำรองอยู่น้อยจึงทำให้มีการผลิตที่น้อยที่สุดโดยมีปริมาณการผลิตในปีพ.ศ. 2560 อยู่ที่ 8 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันเนื่องจากเป็นแหล่งปิโตรเลียมบนบกที่มีปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองอยู่ไม่มากและยากต่อการขุดเจาะนำไปใช้

จากตารางที่ 4.3 แสดงถึงปริมาณและสัดส่วนของการจัดหาโดยแยกตามประเภทของการจัดหาในปี 2560 ปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติรวมโดยการผลิตทั้งหมดนั้นอยู่ที่ 3,555 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันและนับเป็นร้อยละ 72.3 ของปริมาณการจัดหาทั้งหมด ปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่าอยู่ที่ 848 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันหรือร้อยละ 17.3 ของปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งหมด ปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวอยู่ที่ 511 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันหรือร้อยละ 10.4 แสดงว่าประเทศไทยจัดหาก๊าซธรรมชาติจากการผลิตมากที่สุด รองลงมาคือการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่าและการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว เนื่องจากการผลิตก๊าซธรรมชาติใช้เองภายในประเทศนั้นมีค่าใช้จ่ายในการผลิตขนส่งมีต่ำที่สุดทำให้ราคาก๊าซธรรมชาติที่ได้จากการผลิตนั้นมีราคาที่ต่ำประเทศไทยจึงเลือกที่จะจัดหากการผลิตมากที่สุด ในส่วนการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่าซึ่งเป็นการซื้อจากต่างประเทศทำให้มีราคาก๊าซที่สูงจึงมีการจัดหาน้อยลงมาจากการผลิต และการนำเข้าก๊าซธรรมชาติในรูปแบบของก๊าซธรรมชาติเหลวนั้นเป็นการซื้อก๊าซธรรมชาติจากต่างประเทศและมีกระบวนการการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายที่สูงทำให้ค่าใช้จ่ายในการจัดหาและราคาก๊าซธรรมชาติในรูปแบบของก๊าซธรรมชาติเหลวนั้นสูงมากที่สุดประเทศไทยจึงนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวน้อยที่สุด

ตารางที่ 4.3 ปริมาณและสัดส่วนการจัดหาก๊าซธรรมชาติโดยแยกตามประเภทการจัดหาในปี พ.ศ.2560

Supply type	Production volume in 2017 (MMSCFD)	In percentage (%)
Production	3,555	72.3
NG importation	848	17.3
LNG importation	511	10.4
Summary	4,914	100

สิ่งสำคัญที่ควรรู้ในความเป็นจริงแล้วราคาค่าก๊าซธรรมชาติจากแหล่งจัดหาต่างๆมีราคาที่ไม่เท่ากันโดยส่วนมากราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่นำเข้านั้นจะมีราคาที่สูงกว่าราคาก๊าซธรรมชาติที่ผลิตเองภายในประเทศและงานวิจัยนี้ไม่ได้นำราคาค่าก๊าซธรรมชาติมาใช้ในการวิเคราะห์ทำให้ผลลัพธ์ที่ได้อาจจะเบี่ยงเบนจากความเป็นจริงไปพอสมควร

ปริมาณการซื้อขายของก๊าซธรรมชาติเหลวในสัญญาซื้อขายระยะยาว หรือ Long term contracts (LTCs) ในปีพ.ศ. 2559 จากการปีโตรเลียมแห่งประเทศไทย (2559) และมีรายละเอียดในตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 ปริมาณการซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลวใน LTCs

Node	LTCs (MMSCFD)
QAR	280
SIG	280

จากตารางที่ 4.3 แสดงให้เห็นปริมาณการซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลวในสัญญาซื้อขายระยะยาวกับประเทศผู้ส่งออก 2 ประเทศคือประเทศกาตาร์ (QAR) และประเทศสิงคโปร์ (SIG) โดยประเทศไทยได้ทำสัญญาซื้อขายกับกาตาร์จำนวน 1 ฉบับเป็นจำนวน 2 ล้านตัน หรือ 280 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และประเทศสิงคโปร์จำนวน 2 ฉบับ ฉบับละ 1 ล้านตันหรือ 140 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยรวมแล้วประเทศไทยได้ทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลวจากประเทศผู้ส่งออกอยู่ที่ 4 ล้านตันหรือ 560 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

ในความเป็นจริงแล้วสิงคโปร์นั้นไม่ใช่ประเทศผู้ส่งออกก๊าซธรรมชาติแต่สิงคโปร์ทำหน้าที่เป็นตลาดกลางในการซื้อขายก๊าซธรรมชาติจึงไม่สามารถระบุประเทศแหล่งที่มาของสัญญาได้แน่ชัด ประกอบกับในแหล่งข้อมูลไม่ได้มีการระบุหรือกล่าวถึงประเทศที่ซื้อขาย แต่ด้วยความเป็นไปได้ของการตลาดที่ประเทศไทยจะพยายามเลือกผู้ส่งออกก๊าซธรรมชาติที่ให้ราคาที่น้อยที่สุดหรือมีค่าใช้จ่ายน้อยที่สุดซึ่งสิงคโปร์เป็นประเทศที่อยู่ใกล้ประเทศไทย ทางผู้วิจัยจึงกำหนดให้สิงคโปร์เป็นประเทศส่งออกก๊าซธรรมชาติแทน

จากตารางที่ 4.2 และ 4.4 พบว่าปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวที่นำเข้ามาในปีพ.ศ. 2560 นั้นมีปริมาณน้อยกว่าปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ทำสัญญากันไว้ ซึ่งมีสาเหตุมาจากในปีที่ทำการวิเคราะห์หรือปีพ.ศ. 2560 นั้น สาเหตุมาจากประเทศไทยอาจจะซื้อก๊าซในปริมาณที่ยังอยู่ในช่วงที่ผู้ขายหรือผู้ส่งออกนั้นจะกำหนดปริมาณที่ขั้นต่ำรายปี (Lower bar) แต่ด้วยเหตุผลที่กล่าวไปในสมการที่ 3.11 ทางผู้วิจัยจึงยังคงกำหนดให้ปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวที่รับมานั้นยังคงมากกว่าหรือเท่ากับปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวที่ทำสัญญาซื้อขายระยะยาวไว้

4.1.2 โครงสร้างของท่อส่งก๊าซ

สำหรับข้อมูลตั้งต้นในส่วนของโครงสร้างในส่วนของกำลังสูงสุดในการขนส่งของแต่ละท่อส่งก๊าซจากการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (2553) ซึ่งมีรายละเอียดตารางที่ 4.5 และกำลังสูงสุดสำหรับการแปรสภาพของ LNG Terminal อ้างอิงมาจากการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (2560) พบว่ากำลังสูงสุดสำหรับการแปรสภาพในปัจจุบันคือ 11.5 ล้านตันก๊าซธรรมชาติเหลวต่อปี หรือ 1,610 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

ตารางที่ 4.5 รายละเอียดท่อส่งก๊าซจากพื้นที่เริ่มต้นไปยังปลายทางและกำลังส่งสูงสุด

Pipeline Type	ทิศทาง		Capacity (MMSCFD)	หมายเหตุ
	จุดเริ่ม	ปลายทาง		
Offshore Pipeline	JDA	ERA	800	
	JDA	SOK	1020	
	BOK	ERA	635	มีการเชื่อมต่อกับท่อส่งก๊าซที่3 อีก1900 MMSCFD (การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย, 2554)
	PAI	ERA	200	มีค่าน้อยกว่ากำลังการผลิตจริงในปีพ.ศ.2560
	ATH	ERA	1750	
	ERA	RAY	860	รวมท่อจาก ERA – RAY เป็น3910 MMSCFD
	ERA	RAY	1150	
	ERA	RAY	300	
	ERA	RAY	1900	
	ERA	KAN	250	
	TAN	ERA	300	
Onshore Pipeline	PHU	NAC	160	
	NAM	NAC	140	
	MYA	RAC	1265	
	RAY	CHN	1550	*Rayong - Bangpakong
	RAY	PCB	9999**	
	CHN	BPK	1550	*Rayong - Bangpakong

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.5 รายละเอียดท่อส่งก๊าซจากพื้นที่เริ่มต้นไปยังปลายทางและกำลังส่งสูงสุด (ต่อ)

Pipeline Type	ทิศทาง		Capacity (MMSCFD)	หมายเหตุ จุดเริ่ม
	จุดเริ่ม	ปลายทาง		
	BPK	BAP	540	*Bangpakong - SBP
	BPK	WAN	500	
	BAP	SBP	540	*Bangpakong - SBP
	BAP	SAR	270	
	SBP	NBP	470	
	SBP	SIN	470	
	SIN	NBP	470	
	SIN	WAN	400	*Rachaburi - Wangnoi
	RAC	SIN	400	*Rachaburi - Wangnoi
	WAN	SAR	520	
	PCB	SAR	9999**	

หมายเหตุ * คือ แยก node จากแหล่งข้อมูลของท่อต้นทาง-ปลายทาง

** คือ unknown capacity

จากตารางที่ 4.5 แสดงถึงรายละเอียดของท่อส่งก๊าซทางทะเล (Offshore pipeline) และท่อส่งก๊าซบนบก (Onshore pipeline) จุดเริ่มต้นและปลายทางของท่อส่งก๊าซ และกำลังส่งสูงสุดในแต่ละท่อส่ง ท่อส่งก๊าซทางทะเลที่มีความสามารถในการส่งมากที่สุดได้แก่ท่อส่งก๊าซจากแหล่งปิโตรเลียมเอราวัณ (ERA) ขึ้นฝั่งไปยังจังหวัดระยอง (RAY) ซึ่งมีกำลังส่งสูงสุดสำหรับการส่งนั้นอยู่ที่ 3910 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เนื่องจากการรวมท่อขนาดเล็กจำนวน 4 ท่อส่งและเป็นท่อหลักในการส่งก๊าซจากอ่าวไทยขึ้นมาฝั่งในประเทศไทยเพียงเส้นเดียว ท่อส่งก๊าซบนบกเส้นที่ใหญ่ที่สุดคือท่อส่งก๊าซจากบริเวณพื้นที่จังหวัดระยอง (RAY) มาয়ังจังหวัดชลบุรี (CHN) เนื่องจากเป็นบริเวณพื้นที่จังหวัดระยอง (RAY) เป็นพื้นที่ต้นสถานีสำหรับการจำหน่ายก๊าซธรรมชาติแก่ประเทศไทยทำให้ท่อต่อกับบริเวณพื้นที่จังหวัดระยอง (RAY) นั้นจำเป็นที่จะต้องมีการส่งสูงสุดที่มากพอจะทำให้สามารถขนส่งเพื่อตอบสนองแก่บริเวณพื้นที่ภาคกลางและอีสานได้

จากตารางที่ 4.5 ท่อส่งก๊าซธรรมชาติสายที่ 4 หรือ ท่อส่งก๊าซระยอง-แก่งคอยไม่มีการระบุเรื่องกำลังส่งสูงสุดอย่างแน่ชัดทำให้ไม่สามารถทราบถึงกำลังส่งสูงสุดได้จึงทางผู้วิจัยจึงกำหนดให้ท่อส่งนี้มีค่ากำลังส่งสูงสุดเป็น 9,999 ลูกบาศก์ฟุตต่อวันเพื่อให้ตัวแบบจำลองคณิตศาสตร์สามารถคำนวณหารูปแบบการส่งที่มีประสิทธิภาพมากที่สุดต่อไปได้

ทางผู้วิจัยได้สังเกตเห็นถึงความต้องการก๊าซธรรมชาติในพื้นที่ ชลบุรี (CHN) ไทรน้อย (SAI) และ บางพลี (BAP) ที่มีความต้องการก๊าซอยู่จำนวนหนึ่งซึ่งในพื้นที่ที่กล่าวไปนั้นไม่มีการระบุต้นทุนทางและ ปลายทางในแหล่งข้อมูลทางผู้วิจัยจึงได้ทำการเพิ่ม Node แทนบริเวณพื้นที่นั้นๆระหว่างท่อส่งก๊าซลง ไป เพื่อเพิ่มความละเอียดของแบบจำลองและทำให้ผลลัพธ์ที่ได้ใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากขึ้นซึ่ง กล่าวไปแล้วในหัวข้อที่ 3.3 รายละเอียดของท่อส่งและ Node ที่เพิ่มมาอยู่ในตารางที่ 4.5

ในปีพ.ศ. 2554 การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทยได้ทำการเชื่อมต่อแหล่งปิโตรเลียมบงกช (BOK) กับท่อส่งก๊าซทางทะเลลำดับที่สามทำให้ค่ากำลังส่งสูงสุดของท่อก๊าซที่ออกจากบงกชนั้นมี กำลังการส่งที่มากขึ้น 1,900 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2554) นั้น แสดงให้เห็นถึงว่าในปีพ.ศ. 2554 การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทยมีแผนให้แหล่งปิโตรเลียมบงกช (BOK) ผลิตก๊าซธรรมชาติมากกว่าเดิม ซึ่งเมื่อเทียบกำลังการส่งสูงสุดก่อนปีพ.ศ. 2554 ในตารางที่ 4.4 กับกำลังการผลิตในปีพ.ศ. 2560 พบกำลังการผลิตในปีพ.ศ. 2560 นั้นมีค่ามากกว่ากำลังส่งสูงสุด จากแหล่งปิโตรเลียมบงกช (BOK) ก่อนทำการเชื่อมต่อกับท่อลำดับที่ 3

ข้อสังเกตที่สำคัญ จากตารางที่ 4.2 และ 4.5 พบว่าแหล่งปิโตรเลียมไพลิน (PAI) มีกำลังการผลิตก๊าซในปีพ.ศ. 2560 ที่ 339 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน มากกว่ากำลังส่งสูงสุดที่สามารถส่งออกได้ ของแหล่งปิโตรเลียมไพลิน (PAI) ที่ 200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันปริมาณซึ่งในความเป็นจริงแล้วไม่มีความเป็นไปได้ที่กำลังการผลิตจะมากกว่าความสามารถในการส่งออกได้ สาเหตุมาจากแหล่งข้อมูล โครงสร้างท่อที่ใช้อ้างอิงมีนั้นเป็นข้อมูลของปีพ.ศ. 2553 ซึ่งในช่วงตั้งแต่ปีพ.ศ. 2553 ถึง 2560 อาจมีการขยายกำลังส่งสูงสุดของท่อจากแหล่งปิโตรเลียมไพลิน (PAI) และไม่มีเอกสารหรือแหล่งข้อมูล กล่าวถึงท่อส่งก๊าซที่กล่าวมาในปัจจุบัน ทางผู้วิจัยจึงยังคงกำหนดให้ท่อส่งนี้มีค่ากำลังส่งสูงสุดเป็น 200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน แม้จะทำให้ผลลัพธ์ที่ได้นั้นเบี่ยงเบนจากความเป็นจริงไปมากพอสมควร เพื่อให้ตัวแบบจำลองที่ได้นั้นยังคงสามารถวิเคราะห์หาผลลัพธ์ต่อไปได้

4.1 การเตรียมข้อมูล

4.2.1 ค่าใช้จ่ายสำหรับขนส่ง

ค่าใช้จ่ายในการขนส่งในส่วนของระบบท่อส่งก๊าซได้อ้างอิงค่ามาจากงานวิจัยของ Karangwa (2008) โดยมีค่าใช้จ่ายในระบบท่อส่งเท่ากับ 29.64 บาทต่อล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันต่อกิโลเมตร และ คำนวณค่าใช้จ่ายแต่ละท่อส่งได้ผลออกมาดังตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 ค่าใช้จ่ายในการขนส่งของแต่ละท่อส่งก๊าซ

Pipeline type	ทิศทาง		ระยะทาง (kilometers)	ค่าใช้จ่ายในการขนส่ง (THB/MMSCFD)
	จุดเริ่ม	ปลายทาง		
Offshore pipeline	JDA	ERA	55	1,630
	JDA	SOK	277	8,210
	BOK	ERA	171	5,068
	PAI	ERA	53	1,570
	ATH	ERA	173	5,127
	ERA	RAY	415	12,300
	ERA	KAN	161	4,772
	TAN	RAY	54	1,600
Onshore pipeline	PHU	NAC	0.25	7.4
	NAM	NAC	3.5	103
	MYA	RAC	238	7,054
	RAY	CHN	94	2,786
	RAY	PCB	242	7,172
	CHN	BPK	10	296
	BPK	BAP	57	1,689
	BPK	WAN	100	2,964
	BAP	SBP	57	1,689
	BAP	SAR	99	2,934
	SBP	NBP	38	1,126
	SBP	SIN	66.5	1,971
	SIN	NBP	45	1,334
	SIN	WAN	64	1,897
	RAC	SIN	90	2,668
	WAN	SAR	73	2,164
	PCB	SAR	56	1,660

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากตารางที่ 4.6 จะเห็นได้ว่าค่าใช้จ่ายในการขนส่งก๊าซในระบบท่อส่งก๊าซนั้นมีค่าแปรผันตรงกับระยะทางระหว่าง Node โดยท่อส่งก๊าซทางทะเลที่มีระยะทางและค่าใช้จ่ายมากที่สุดคือจากแหล่งปิโตรเลียมเอราวัณ (ERA) ไปยังจังหวัดระยอง (RAY) อยู่ที่ 415 กิโลเมตร และ 12,300 บาทต่อล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และท่อส่งก๊าซทางบกที่มีระยะทางและค่าใช้จ่ายมากที่สุดคือท่อส่งก๊าซจากบริเวณเขตพื้นที่จังหวัดระยอง (RAY) ไปยังจังหวัดปราจีนบุรี (PCB) อยู่ที่ 242 กิโลเมตร และ 7,172 บาทต่อล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

ข้อสังเกตที่สำคัญจากตารางที่ 4.6 คือท่อส่งก๊าซสำหรับการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่ามายังบริเวณจังหวัดราชบุรี (RAC) นั้นมีระยะทางและค่าใช้จ่ายอยู่ที่ 238 กิโลเมตรและ 7,054 บาทต่อล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายที่น้อยกว่าการขนส่งก๊าซธรรมชาติจากแหล่งปิโตรเลียมในอ่าวไทยดังนั้นการจัดการโดยนำเข้าก๊าซธรรมชาติผ่านท่อส่งก๊าซจากนั้นมีค่าใช้จ่ายที่น้อยกว่าการจัดการโดยการผลิตก๊าซในอ่าวไทยแต่ในความเป็นจริงแล้วการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากต่างประเทศนั้นจะมีค่าต้นทุนของก๊าซธรรมชาติที่สูงกว่าเนื่องมาจากค่าต้นทุนและเทคโนโลยีในการขุดเจาะของประเทศนั้นๆ ซึ่งในงานวิจัยนี้ไม่ได้นำค่าต้นทุนของก๊าซธรรมชาติมาศึกษาในงานวิจัยจึงสามารถนำค่าใช้จ่ายนี้มาใช้ในตัวแบบจำลองได้

ในส่วนของค่าใช้จ่ายในการขนส่งในส่วนของก๊าซธรรมชาติเหลวได้อ้างอิงค่าใช้จ่ายเดียวกับงานวิจัยของ Montgomery (2012) โดยในงานวิจัยได้ใช้ค่าใช้จ่าย 5.350 บาทต่อล้านลูกบาศก์ฟุตต่อกิโลเมตร รายละเอียดในส่วนของระยะทางถูกวิเคราะห์โดย Google Map และค่าใช้จ่ายสำหรับการแปรสภาพจากงานวิจัยของ Montgomery (2012) โดยให้ค่าอยู่ที่ 22,944 บาทต่อล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งมีรายละเอียดของค่าใช้จ่ายตารางที่ 4.7

ตารางที่ 4.7 ค่าใช้จ่ายของ Node ในระบบ LNG

ทิศทาง		ระยะทาง (kilometers)	ค่าใช้จ่ายในการขนส่ง (THB/MMSCFD)	ค่าใช้จ่ายทั้งหมด (THB/MMSCFD)
จุดเริ่ม	ปลายทาง			
QAR	RAY	8902	47,625	70,569
SIG	RAY	1449	7,752	30,696

จากตารางที่ 4.7 แสดงค่าใช้จ่ายการจัดการโดยการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวจากประเทศกาตาร์และสิงคโปร์นั้นมีค่าใช้จ่ายที่สูงกว่าการขนส่งในระบบท่อส่งก๊าซเป็นผลมาจากระยะทางที่มากกว่าและค่าใช้จ่ายในกระบวนการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวที่สูงถึง 22,944 บาทต่อล้านลูกบาศก์ฟุต

จากตารางที่ 4.7 พบว่าค่าใช้จ่ายในการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวมากที่สุดคือประเทศกาตาร์ (QAR) ตามมาด้วยประเทศสิงคโปร์ (SIG) โดยมีค่าใช้จ่ายอยู่ที่ 70,569 และ 30,696 บาทต่อล้าน

ลูกบาศก์ฟุตต่อวันเป็นผลมาจากระยะทางจากประเทศกาตาร์มายังประเทศไทยมีระยะทางที่มากกว่าระยะทางจากประเทศสิงคโปร์มายังประเทศไทยถึง 7,453 กิโลเมตร

4.2.2 ความต้องการก๊าซธรรมชาติ

หลังจากนำข้อมูลดิบที่ได้วิเคราะห์ตามขั้นตอนที่กล่าวไปในบทที่แล้ว ผลลัพธ์การวิเคราะห์ความต้องการก๊าซธรรมชาติของแต่ละNode มีรายละเอียดตามตารางที่ 4.8

จากตารางที่ 4.8 แสดงถึงปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติที่คำนวณได้ในแต่ละเขตพื้นที่ โดยแยกความต้องการแต่ละภาคส่วน บริเวณเขตพื้นที่ที่มีความต้องการมากที่สุดคือจังหวัดระยอง (RAY) อยู่ที่ 1,655.12 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันเพราะบริเวณจังหวัดระยองมีโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ประกอบกับก๊าซธรรมชาติสำหรับยานพาหนะ (Natural gas for vehicle, NGV) ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์จากโรงแยกก๊าซเช่นกัน ที่มีความต้องการก๊าซธรรมชาติรวมกันเป็นร้อยละ 26.2 ของความต้องการทั้งหมด บริเวณเขตพื้นที่ที่มีความต้องการก๊าซรองลงมาคือบริเวณเขตพื้นที่จังหวัดราชบุรี (RAC) ที่มีปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ 590.23 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

จากตารางที่ 4.8 หากพิจารณาความต้องการก๊าซธรรมชาติตามภาคส่วนต่างๆ ในภาคของไฟฟ้าจังหวัดราชบุรี (RAC) มีความต้องการก๊าซในด้านการผลิตไฟฟ้ามากที่สุดโดยอยู่ที่ 582.3 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน บริเวณเขตพื้นที่จังหวัดราชบุรี (RAC) มีโรงไฟฟ้า 5 โรงแบ่งออกเป็นโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ 3 โรงและขนาดเล็ก 2 โรงซึ่งรวมถึงมีโรงไฟฟ้าขนาด 4,000 เมกะวัตต์อยู่ด้วยและเป็นเขตพื้นที่ที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้ามากที่สุดในประเทศ บริเวณเขตพื้นที่จังหวัดราชบุรี (RAC) นั้นเหมาะสมแก่การตั้งโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เพราะเป็นจังหวัดที่นำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่า (MYA) เป็นจังหวัดแรก ทำให้ต้นทุนในการขนส่งก๊าซธรรมชาติมีค่าน้อยเลยทำให้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าต่ำ ประกอบกับเป็นบริเวณพื้นที่ที่มีความหนาแน่นของประชากรน้อยกว่าบริเวณเขตพื้นที่จังหวัดระยองจึงสามารถตั้งโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ได้ง่ายเพราะมีผลกระทบต่อประชาชนน้อย

ตารางที่ 4.8 ปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติในหน่วย MMSCFD โดยแยกNode

Node	Electricity (58.4%)	GSP (21.2%)	NGV (5%)	Industry (15.4%)	ผลรวมของแต่ละNode
RAY	210.83	995.00	243.00	206.29	1,655.12
CHN	146.33	-	-	118.02	264.36
BPK	69.59	-	-	150.75	220.34
BAP	222.10	-	-	15.87	237.97
SBP	155.65	-	-	52.56	208.21
NBP	146.82	-	-	0.00	146.82
SIN	61.75	-	-	58.52	120.26
RAC	582.30	-	-	7.93	590.23
WAN	461.64	-	-	39.67	501.32
PCB	8.82	-	-	2.98	11.80
SAR	353.63	-	-	71.41	425.04
NAC	63.71	-	-	0.00	63.71
KAN	91.15	-	-	0.00	91.15
SOK	144.67	-	-	0.00	144.67
รวม	2,719	995.00	243.00	206.29	4,681

หากพิจารณาความต้องการก๊าซธรรมชาติตามภาคส่วนของอุตสาหกรรมบริเวณเขตพื้นที่จังหวัดระยอง (RAY) นั้นมีความต้องการก๊าซธรรมชาติในภาคส่วนของอุตสาหกรรมสูงสุดโดยอยู่ที่ 206.29 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันเนื่องจากจังหวัดระยอง (RAY) เป็นจังหวัดที่มีจำนวนโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติอยู่มากที่สุด บริเวณเขตพื้นที่จังหวัดเหมาะสมกับเป็นที่ตั้งของโรงงานอุตสาหกรรม จังหวัดระยอง (RAY) เป็นจังหวัดที่ติดทะเลและมีท่าเทียบเรือขนาดใหญ่อย่างแหลมฉบังประกอบกับเป็นจังหวัดที่นำก๊าซธรรมชาติที่ผลิตจากอ่าวไทยขึ้นมาขุดขนฝึ่งเป็นจังหวัดแรกทำให้ต้นทุนในการขนส่งก๊าซธรรมชาติถูกเลยทำให้มีโรงงานอุตสาหกรรมเกิดขึ้นเป็นจำนวนมาก

ข้อสังเกตที่สำคัญ เนื่องจากเขตพื้นที่อำเภอ น้ำพอง (NAC) นั้นมีท่อส่งก๊าซเพียง 2 เส้นคือท่อส่งก๊าซจากแหล่งปิโตรเลียมบนบก น้ำพอง (NAM) และภูหอม (PHU) ความต้องการก๊าซที่บริเวณเขตพื้นที่น้ำพอง (NAC) มีปริมาณ 63.71 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน มีปริมาณที่น้อยกว่ากำลังการผลิตก๊าซจริงในปีพ.ศ. 2560 ของแหล่งปิโตรเลียม น้ำพอง (NAM) และภูหอม (PHU) รวมกันที่ 86 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน แสดงว่าค่าความต้องการก๊าซของเขตพื้นที่อำเภอ น้ำพอง (NAC) ที่คำนวณได้อาจจะมีค่าต่ำกว่าความต้องการก๊าซในความเป็นจริงในปีพ.ศ. 2560 แต่เนื่องจากยังไม่สามารถหาแหล่งข้อมูลที่อ้างอิงความต้องการดังกล่าวได้ทางผู้วิจัยจึงยังคงกำหนดให้ความต้องการก๊าซธรรมชาติของเขตพื้นที่อำเภอ น้ำพอง (NAC) เป็น 63.71 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

ผลการวิเคราะห์แบบจำลอง

สำหรับผลการวิเคราะห์ของแบบจำลอง หลังจากได้ผลลัพธ์ของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ซึ่งอยู่ในรูปของตัวเลข โดยผลลัพธ์ที่ได้เป็นผลลัพธ์ที่มีการกำหนดเป้าหมายของแบบจำลองคือการ จัดหาก๊าซธรรมชาติเพื่อตอบสนองความต้องการของก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยโดยมีค่าใช้จ่ายในการขนส่งน้อยที่สุด โดยมีหัวข้อดังนี้

- ข้อมูลทางสถิติของแบบจำลอง (Model Static)
- ผลการวิเคราะห์แบบจำลองด้านการจัดหา (Supply role)
- ผลการวิเคราะห์แบบจำลองด้านการบริโภค (Demand role)
- ผลการวิเคราะห์แบบจำลองด้านรูปแบบของการขนส่ง (Dynamic flow)
- ผลการเปรียบเทียบผลลัพธ์ของแบบจำลอง (Validation)

5.1 ข้อมูลทางสถิติของแบบจำลอง (Model static)

ในส่วนนี้จะกล่าวถึงรายละเอียดข้อมูลทางสถิติของแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติใน งานวิจัยนี้ได้วิเคราะห์ไป รายละเอียดของแบบจำลองดังกล่าวได้กล่าวไปแล้วในหัวข้อที่ 3.5 แบบจำลองนี้เป็นแบบจำลองสำหรับการแก้ปัญหาเชิงเส้น (Linear programming) โดยมีสมการกำหนด เป้าหมาย (Objective function) คือการวิเคราะห์รูปแบบและปริมาณการจัดหาและขนส่งที่ทำให้ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการขนส่งและแปรสภาพต่ำที่สุดหรือ Minimizing operation cost และถูก วิเคราะห์โดยตัววิเคราะห์ (Solver) ชื่อ XPRESS คำตอบของแบบจำลองที่ได้เป็น Optimal solution จากตารางที่ 5.1 แสดงถึงรายละเอียดข้อมูลทางสถิติของแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติที่ ได้ทำการวิเคราะห์ในงานวิจัยนี้ แบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติเซตของสมการหรือ Block of equation อยู่ที่จำนวน 5 เซต ซึ่งประกอบด้วย 107 สมการไม่เกินกว่าข้อจำกัดของ GAMs demo version ที่ 300 สมการ แบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติมีเซตของตัวแปรหรือ Block of variable อยู่ที่ 3 เซตซึ่งประกอบด้วย 79 ตัวแปรไม่เกินกว่าข้อจำกัดของ GAMs demo version ที่ 300 ตัวแปรและพารามิเตอร์หรือ Non zero element ในแบบจำลองมีทั้งหมด 240 ตัวซึ่งน้อยกว่า ข้อจำกัดของ GAMs demo version ที่ 2,000 ตัว แบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติประเทศไทยใน งานวิจัยนี้จึงสามารถวิเคราะห์ได้ในตัว GAMs demo version และมีเวลาในการวิเคราะห์อยู่ที่ 0.001 วินาที

ตารางที่ 5.1 ตารางข้อมูลทางสถิติเบื้องต้นของแบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติและข้อจำกัดของ GAMs สำหรับตัว Demo version

Input data	Number	GAMs demo limitation
Block of equation	5 block	-
Single equations	107 equations	≤ 300 equation
Block of variable	3 block	-
Single variables	79 variables	≤ 300 variables
Non zero element	240 elements	≤ 2,000 element

5.2 ด้านการจัดหา (Supply role)

รายละเอียดของผลการวิเคราะห์แบบจำลองด้านการจัดหาแสดงในตารางที่ 5.2 และ 5.3

จากตารางที่ 5.2 แสดงให้เห็นถึงปริมาณการจัดหาที่แตกต่างกันตามแหล่งการจัดหาต่างๆ ผลลัพธ์ของการวิเคราะห์แบบจำลองซึ่งพบว่าแหล่งการจัดหาที่มากที่สุดคือ แหล่งปิโตรเลียมเอราวัณ (ERA) ที่เป็นการจัดหาโดยการผลิตก๊าซในอ่าวไทยนับเป็นปริมาณ 1,318 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เนื่องจากแหล่งปิโตรเลียมเอราวัณ (ERA) นั้นมีเป็นแหล่งปิโตรเลียมที่มีปริมาณสำรองมากที่สุดทำให้และมีระยะห่างจากพื้นที่จังหวัดระยอง (RAY) ที่มีความต้องการก๊าซธรรมชาติที่สูงที่สุดไม่มากทำให้ค่าใช้จ่ายต่ำแบบจำลองจึงเลือกแหล่งปิโตรเลียมเอราวัณ (ERA) ในการเป็นแหล่งจัดหามากที่สุด รองลงมาคือประเทศพม่า (MYA) ที่เป็นการจัดหาโดยการนำเข้าก๊าซธรรมชาติผ่านท่อส่งก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากปริมาณก๊าซธรรมชาติที่นำเข้ามาจากพม่า (MYA) นั้นมาจากแหล่งปิโตรเลียม 2 แหล่งคือ แหล่งปิโตรเลียมนานาดาและแหล่งปิโตรเลียมเยตากูนซึ่งทั้ง2แหล่งที่กล่าวไปเป็นแหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ทำให้ปริมาณการจัดหาโดยการผลิตนั้น

ข้อสังเกตสำคัญ จากตารางที่ 5.2 พบว่าไม่มีการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งปิโตรเลียมน้ำพอง เนื่องจากโรงไฟฟ้าน้ำพอง (NAC) นั้นมีท่อก๊าซจากปิโตรเลียม2แห่งคือแหล่งปิโตรเลียมน้ำพอง (NAM) และแหล่งปิโตรเลียมภูหอม (PHU) ประกอบค่าใช้จ่ายในการขนส่งของแหล่งปิโตรเลียมนี้ถูกกว่าของแหล่งปิโตรเลียมน้ำพอง (NAM) และความต้องการก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าน้ำพอง (NAC) นั้นถูกตอบสนองจากแหล่งปิโตรเลียมภูหอม (PHU) อย่างเพียงพอสังเกตได้จากปริมาณที่เท่ากันของความต้องการก๊าซของโรงไฟฟ้าน้ำพอง (NAC) และปริมาณการผลิตของแหล่งปิโตรเลียมภูหอม (PHU) แสดงให้เห็นว่าแบบจำลองนั้นเลือกที่จะจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งที่มีค่าใช้จ่ายน้อยที่สุดก่อนและหากพื้นที่ที่ต้องการก๊าซธรรมชาตินั้นถูกตอบสนองอย่างเพียงพอแล้วแบบจำลองจะไม่เลือกที่จะจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มให้ค่าใช้จ่ายนั้นมากขึ้นซึ่งเป็นรูปแบบของการส่งที่มีประสิทธิภาพมากที่สุด

ตารางที่ 5.2 ตารางแสดงปริมาณและสัดส่วนการจัดการโดยแยกตามแหล่งจัดของผลลัพธ์

Supply node	Supply type	Y or Supply (MMSCFD)	% supply
JDA	Production	469	10.0
BOK	Production	964	20.6
PAI	Production	200	4.3
ATH	Production	147	3.1
ERA	Production	1,318	28.2
TAN	Production	110	2.4
PHU	Production	65	1.4
NAM	Production	0	0.0
MYA	NG importation	848	18.1
QAR	LNG importation	280	6
SIG	LNG importation	280	6
SUMMARY		4,680	100.0

จากตารางที่ 5.2 หากพิจารณาการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวจากประเทศกาตาร์ (QAR) และ สิงคโปร์ (SIG) พบว่าแบบจำลองเลือกที่จะไม่รับก๊าซธรรมชาติเหลวมาเพิ่มจากที่ทำสัญญาซื้อขาย ระยะยาวไปที่ประเทศละ 280 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันเนื่องจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติโดยระบบก๊าซ ธรรมชาติเหลวนั้นมีค่าใช้จ่ายในกระบวนการแปรสภาพก๊าซที่สูง ทำให้แบบจำลองไม่เลือกรับก๊าซ ธรรมชาติมาเพิ่มนอกเหนือจากสัญญาระยะยาวที่ได้ทำไว้ จากผลลัพธ์ที่กล่าวมาแสดงให้เห็นถึงการ ทำงานของแบบจำลองที่จะรับก๊าซธรรมชาติจากประเทศผู้ค้าตามจำนวนหรือมากกว่าปริมาณก๊าซ ธรรมชาติที่ได้ทำสัญญาไว้

จากตารางที่ 5.3 แสดงถึงสัดส่วนของการจัดการโดยแยกตามวิธีการจัดหาปริมาณการ จัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยทั้งหมดอยู่ที่ 4,680 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ประกอบด้วยปริมาณ การจัดหาจากการผลิต, ปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติและการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว ซึ่งมี ปริมาณเท่ากับ 3,272 ,848 และ 560 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตามลำดับและมีสัดส่วนอยู่ที่ร้อยละ 69.91 , 18.12 และ 11.97 ตามลำดับ แสดงให้เห็นว่าแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยเป็นแหล่งหลักใน การจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย ตามด้วยการนำเข้าก๊าซธรรมชาติในระบบท่อส่งจากพม่า และการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว ผลลัพธ์ที่ได้นั้นมีลักษณะตรงตามกับการจัดหาในปีพ.ศ. 2560 คือ มีการจัดหาจากการผลิตมากที่สุด รองลงมาคือการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่า และการนำเข้าก๊าซ ธรรมชาติเหลวน้อยที่สุด

ตารางที่ 5.3 ตารางแสดงสัดส่วนการจัดการโดยแยกตามวิธีการจัดหาของผลลัพธ์

Supply	Transportation	Production volume (MMSCFD)	In percentage Of Supply (%)
Production	Pipeline	3,272	69.91
Imported natural gas	Pipeline	848	18.12
LNG importation	LNG	560	11.97
SUMMARY		4,680	100

5.3 ด้านการบริโภค (Demand role)

รายละเอียดของผลการวิเคราะห์แบบจำลองด้านการบริโภคแสดงในตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.4 ปริมาณความต้องการและปริมาณก๊าซที่ได้รับโดยแยกตามNode

Node	Demand Volume (MMSCFD)	$\sum x_{ji} - \sum x_{ij}$ (MMSCFD)
RAY	1,655	1,655
CHN	264	264
BPK	220	220
BAP	238	238
SBP	208	208
NBP	147	147
SIN	120	120
RAC	590	590
WAN	501	501
PCB	12	12
SAR	425	425
NAC	64	64
KAN	91	91
SOK	145	145
Summary	4,680	4,680

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากตารางที่ 5.4 $\sum X_{ji} - \sum X_{ij}$ หมายถึงความต่างของผลรวมปริมาณก๊าซธรรมชาติที่เข้ามายังพื้นที่นั้นและผลรวมของปริมาณก๊าซที่ออกไปยังพื้นที่นั้นๆ โดยผลต่างนี้หมายถึงปริมาณก๊าซที่นำมาตอบสนองต่อความต้องการก๊าซแต่ละพื้นที่นั้นๆซึ่งสามารถดูรายละเอียดของตัวแปรได้ตามสมการกำหนดขอบเขตการไหลหรือในสมการที่ 3.7

จากตารางที่ 5.3 และ 5.4 หากพิจารณาปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้และปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติทั้งหมดพบว่าปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้นั้นไม่อาจจะตอบสนองความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยได้เพียงพอแบบจำลองจึงเลือกที่จะจัดหาเพิ่มโดยการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่า (MYA) และนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวจากกาตาร์ (QAR) และสิงคโปร์ (SIG)

จากตารางที่ 5.4 พบว่าพื้นที่ที่ความต้องการก๊าซธรรมชาตินั้นถูกตอบสนองความต้องการก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เท่ากับความต้องการก๊าซธรรมชาติของพื้นที่นั้นๆ แสดงให้เห็นถึงการทำงานของแบบจำลองที่จัดก๊าซธรรมชาติจากแหล่งจัดหาและขนส่งก๊าซธรรมชาติเพื่อตอบสนองความต้องการก๊าซธรรมชาติในพื้นที่ต่างๆที่มีความต้องการก๊าซธรรมชาติ และปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ขนส่งเพื่อตอบสนองความต้องการพื้นที่นั้นๆมีปริมาณที่เท่ากับความต้องการของพื้นที่นั้นๆเพื่อให้เป็นการจัดหาและขนส่งที่มีประสิทธิภาพมากที่สุด

5.4 รูปแบบการขนส่ง (Dynamic flow)

รายละเอียดของผลการวิเคราะห์แบบจำลองของรูปแบบการขนส่งถูกแสดงในตารางที่ 5.4 และรูปที่ 5.1

ตารางที่ 5.5 และรูปที่ 5.1 แสดงถึงปริมาณของก๊าซธรรมชาติที่ถูกส่งออกไปจากพื้นที่ต้นท่อและพื้นที่ปลายท่อของท่อบนบกและทางทะเล หากพิจารณาท่อส่งก๊าซทางทะเลท่อส่งก๊าซที่ถูกใช้มากที่สุดคือท่อส่งก๊าซจากแหล่งปิโตรเลียมเอราวัณ (ERA) ขึ้นมายังบงฝิ่งในจังหวัดระยอง (RAY) โดยมีปริมาณอยู่ที่ 2,862 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันเนื่องจากแหล่งปิโตรเลียมเอราวัณเป็นแหล่งพื้นที่ที่รวบรวมก๊าซจากแหล่งปิโตรเลียมอื่นๆก่อนส่งขึ้นไปยังบงฝิ่งสังเกตได้จากท่อส่งก๊าซทางทะเลนั้นมีปลายทางที่แหล่งปิโตรเลียมเอราวัณถึง 4 ท่อคือท่อส่งก๊าซจาก Malaysia-thailand joint development area (JDA), แหล่งปิโตรเลียมบงกช (BOK), แหล่งปิโตรเลียมไพลิน (PAI) และแหล่งปิโตรเลียมอาทิตย์ (ATH) ทำให้ท่อส่งก๊าซจากแหล่งปิโตรเลียมเอราวัณ (ERA) ถูกใช้ส่งก๊าซที่รวมจากแหล่งปิโตรเลียมอื่นด้วย ตัวแบบจำลองเลือกที่จะตอบสนองความต้องการก๊าซธรรมชาติในพื้นที่อำเภอขนอม (KAN) โดยใช้ก๊าซที่จัดหาได้จากเอราวัณและตัวแบบจำลองเลือกที่จะตอบสนองความต้องการก๊าซธรรมชาติในพื้นที่จังหวัดสงขลาโดยใช้ก๊าซที่จัดหาได้จาก Malaysia-thailand joint development area (JDA) ซึ่งทั้ง2พื้นที่เลือกตอบสนองความต้องการก๊าซจากแหล่งจัดหาที่สามารถส่งก๊าซธรรมชาติมาได้ แสดงให้เห็นถึงการทำงานของแบบจำลองที่จะเลือกจะส่งก๊าซธรรมชาติโดยใช้ท่อส่งก๊าซที่มีอยู่ในความเป็นจริงเท่านั้น

จากตารางที่ 5.5 และรูปที่ 5.1 หากพิจารณาท่อส่งก๊าซบนบกพบว่าท่อส่งก๊าซจากพื้นที่จังหวัดระยอง (RAY) ไปยังพื้นที่จังหวัดชลบุรี (CHN) ถูกใช้มากที่สุดโดยมีปริมาณการส่งอยู่ที่ 1,524 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันเนื่องจากบริเวณพื้นที่จังหวัดระยอง (RAY) นั้นเป็นเขตพื้นที่ที่รับก๊าซธรรมชาติจากแหล่งปิโตรเลียมในอ่าวไทยมายังบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือเพื่อตอบสนองก๊าซธรรมชาติในภาคกลางเพียงแห่งเดียวทำให้ท่อส่งก๊าซจากบริเวณจังหวัดระยอง (RAY) มีปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ถูกส่งมากที่สุด ท่อส่งก๊าซที่ถูกใช้รองลงมาคือท่อส่งก๊าซจากพื้นที่จังหวัดชลบุรี (CHN) มายังพื้นที่อำเภอบางปะกง (BPK) โดยมีปริมาณการส่งอยู่ที่ 1,260 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันเนื่องจากพื้นที่จังหวัดชลบุรี (CHN) เป็นพื้นที่ที่ถัดมาจากจังหวัดระยอง (RAY) และท่อส่งก๊าซเส้นนี้เป็นเส้นที่ส่งก๊าซธรรมชาติมายังภาคกลางของประเทศทำให้ปริมาณก๊าซที่ถูกส่งนั้นมีมารองลงมาจกท่อส่งก๊าซจากจังหวัดระยอง (RAY) มายังจังหวัดชลบุรี (CHN)

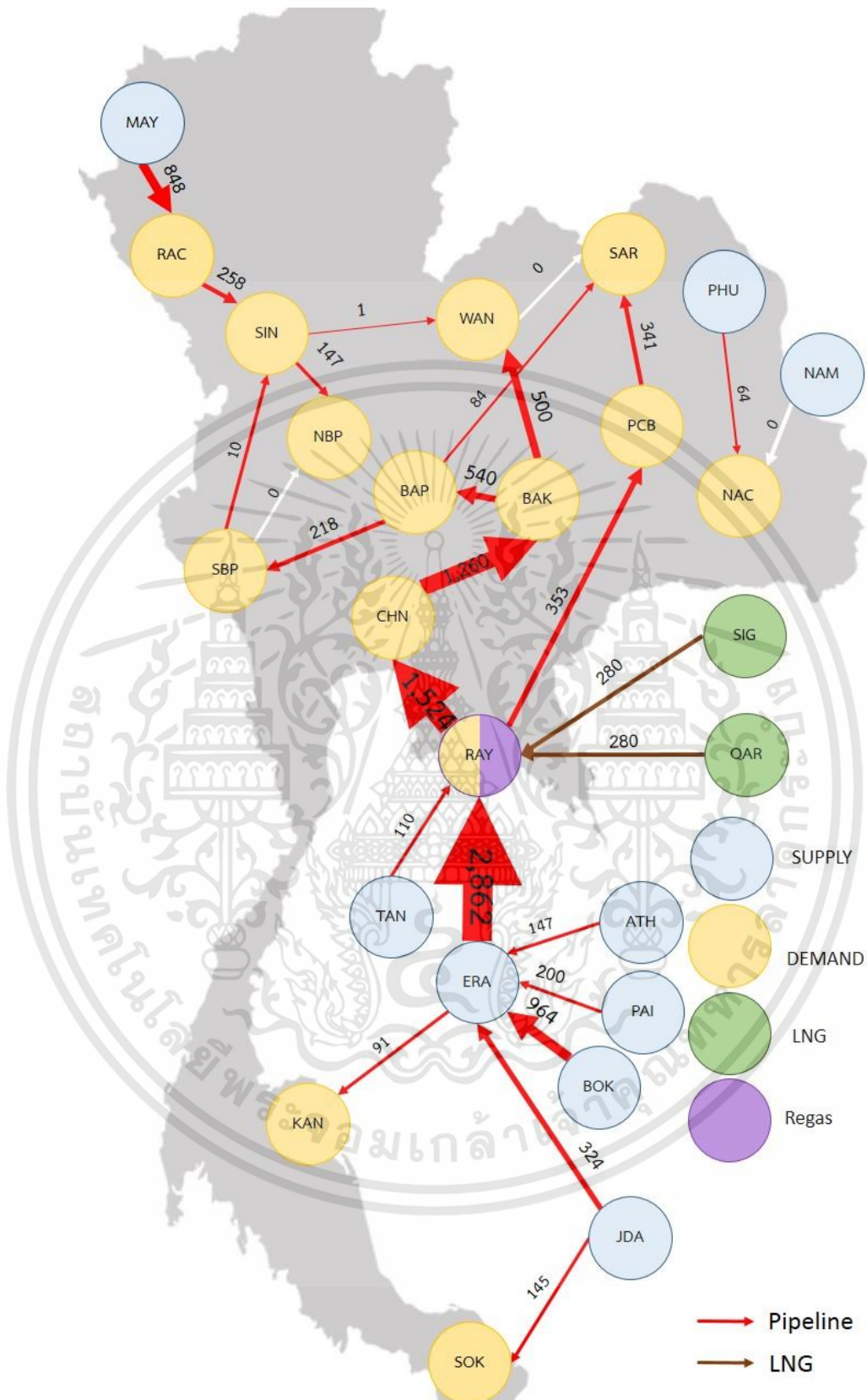
ข้อสังเกตที่สำคัญตารางที่ 5.2 และ 5.5 ท่อส่งก๊าซจากแหล่งปิโตรเลียมบงกช (BOK) มายังแหล่งปิโตรเลียมเอราวัณ (ERA) นั้นถูกใช้ส่งเต็มกำลังส่งสูงสุดอยู่ที่ 200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันซึ่งส่งผลให้แบบจำลองเลือกที่จะให้แหล่งปิโตรเลียมบงกช (BOK) ผลิตก๊าซธรรมชาติได้เพียง 200 ล้านลูกบาศก์ฟุต เนื่องจากสาเหตุที่กล่าวไปในตารางที่ 4.4 แสดงให้เห็นถึงการทำงานของแบบจำลองที่เลือกจะจัดหาและส่งก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่ไม่เกินกำลังการส่งสูงสุดที่สามารถขนส่งออกไปได้

จากตารางที่ 5.5 หากพิจารณาพื้นที่ที่มีความต้องการก๊าซธรรมชาติโรงไฟฟ้าน้ำพอง (NAC) จะเห็นได้ว่ามีปริมาณก๊าซธรรมชาติถูกส่งมาจากแหล่งปิโตรเลียมบนบกภูหอม (PHU) ที่ 64 ล้านลูกบาศก์ฟุตและไม่มีปริมาณก๊าซธรรมชาติจากแหล่งปิโตรเลียมน้ำพอง (NAM) เลยสาเหตุมาจากค่าใช้จ่ายในการขนส่งจากแหล่งปิโตรเลียมภูหอม (PHU) มายังโรงไฟฟ้าน้ำพอง (NAC) นั้นมีค่าที่ต่ำกว่าค่าใช้จ่ายในการขนส่งจากแหล่งปิโตรเลียมน้ำพอง (NAM) มายังโรงไฟฟ้าน้ำพอง (NAC) และหากพิจารณาโรงไฟฟ้าพระนครเหนือ (NBP) แบบจำลองเลือกที่จะนำก๊าซธรรมชาติจากเขตพื้นที่อำเภอไทรน้อย (SAI) มาตอบสนองความต้องการก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าพระนครเหนือ (NBP) และเลือกที่จะไม่รับก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอื่นที่มีค่าใช้จ่ายในการขนส่งที่สูงกว่าอย่างโรงไฟฟ้าพระนครใต้ (SBP) เมื่อก๊าซธรรมชาติเพียงพอแล้ว โดยผลลัพธ์ที่กล่าวมาแสดงให้เห็นถึงการทำงานของแบบจำลองที่เลือกจะตอบสนองความต้องการในพื้นที่ที่ต้องการก๊าซธรรมชาติจากพื้นที่ที่มีค่าใช้จ่ายในการขนส่งต่ำที่สุดก่อนและหากพื้นที่ที่ต้องการก๊าซธรรมชาติถูกตอบสนองเพียงพอแล้วแบบจำลองจะไม่ทำการจัดหาเพิ่ม

ตารางที่ 5.5 ผลลัพธ์ของปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ถูกส่งในแต่ละท่อส่ง

Type pipeline	Start	Terminal	X (MMSCFD)	Deliverability (MMSCFD)
Offshore Pipeline	JDA	ERA	324	800
	JDA	SOK	145	1,020
	BOK	ERA	964	2,535
	PAI	ERA	200	200
	ATH	ERA	147	1,750
	ERA	RAY	2,862	3,910
	ERA	KAN	91	250
	TAN	RAY	110	300
Onshore Pipeline	PHU	NAC	64	160
	NAM	NAC	-	140
	MYA	RAC	848	1,265
	RAY	CHN	1,524	1,550
	RAY	PCB	353	9,999
	CHN	BPK	1,260	1,550
	BPK	BAP	540	540
	BPK	WAN	500	500
	BAP	SBP	218	540
	BAP	SAR	84	270
	SBP	NBP	-	470
	SBP	SIN	10	470
	SIN	SBP	147	470
	SIN	WAN	1	400
	RAC	SIN	258	400
	WAN	SAR	-	520
PCB	SAR	341	9,999	

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.1 แผนภาพแสดงรูปแบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติของผลิตภัณฑ์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากผลลัพธ์ทั้งหมดที่ได้แสดงถึงพฤติกรรมของแบบจำลอง แบบจำลองจะเลือกจัดหาก๊าซธรรมชาติเพื่อตอบสนองความต้องการในพื้นที่ที่ต้องการก๊าซธรรมชาติจากแหล่งที่มีค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด และมีท่อส่งก๊าซมาของพื้นที่ที่ต้องการก๊าซธรรมชาตินั้นๆก่อนเสมอ เมื่อปริมาณของก๊าซธรรมชาติผลิตในแต่ละแหล่งการจับทานั้นถึงกำลังสูงสุดในการผลิตหรือความสามารถในการส่งของพื้นที่จับทานั้นๆแบบจำลองจะเลือกการจัดหาก๊าซธรรมชาติอีกแหล่งที่มีค่าใช้จ่ายต่ำสุดรองลงมาจนกระทั่งความต้องการก๊าซธรรมในพื้นที่ที่ต้องการก๊าซธรรมชาติถูกตอบสนองอย่างเพียงพอแล้ว แบบจำลองจะไม่ทำการผลิตหรือจัดหาเพิ่มเพื่อให้ค่าใช้จ่ายมากขึ้นซึ่งเป็นการจัดหาและขนส่งที่มีประสิทธิภาพมากที่สุด

5.5 ผลการเปรียบเทียบผลลัพธ์ของแบบจำลอง (Validation)

รายละเอียดของผลการเปรียบเทียบผลลัพธ์ของแบบจำลองกับการจัดหาในปีพ.ศ. 2560 แสดงในตารางที่ 5.6 และรูปที่ 5.2

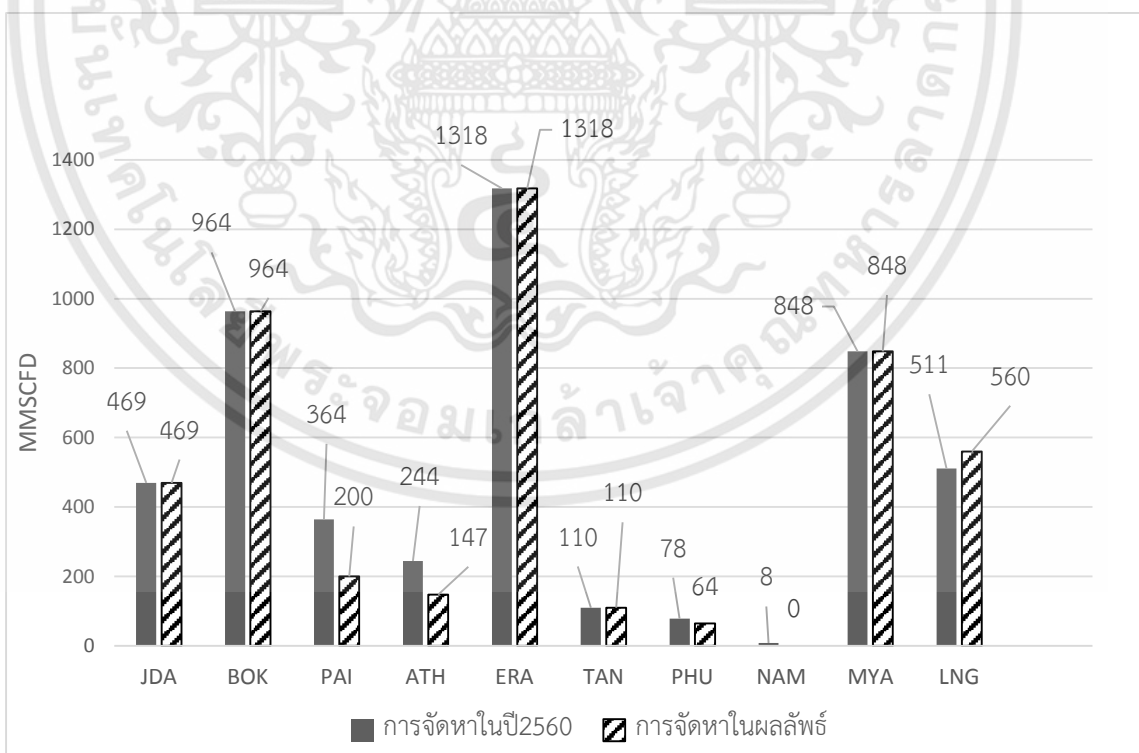
จากตารางที่ 5.6 และรูปที่ 5.2 พบว่าการจัดหาก๊าซธรรมชาติในปีพ.ศ. 2560 ของแหล่งปิโตรเลียมทางทะเลไพลิน (PAI), แหล่งปิโตรเลียมทางทะเลอาทิตย (ATH), แหล่งปิโตรเลียมบนบกภูหอม (PHU) และแหล่งปิโตรเลียมบนบกน้ำพอง (NAM) นั้นมากกว่าปริมาณการจัดหาในผลลัพธ์อยู่ที่ 164, 97, 14 และ 8 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

จากตารางที่ 5.6 และ รูปที่ 5.2 สาเหตุสำคัญที่ทำให้ค่าความต่างของปริมาณการจัดหาในปีพ.ศ.2560 และในผลลัพธ์ของแหล่งปิโตรเลียมไพลิน (PAI) มีมากถึง 164 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันนั้นมาจากสาเหตุที่ได้กล่าวไปในตารางที่ 4.4 ส่งผลทำให้ค่าความต่างดังกล่าวนี้มีค่าสูงที่สุด หากมีข้อมูลที่สามารถรองรับกำลังส่งสูงสุดของแหล่งปิโตรเลียมไพลิน (PAI) ได้ในอนาคตอาจจะทำให้ค่าความต่างนี้หายไปหรือลดลงได้ส่วนหนึ่งและเพิ่มความถูกต้องของแบบจำลองนี้มากขึ้น

จากตารางที่ 5.6 และรูปที่ 5.2 สาเหตุสำคัญที่ทำให้ค่าความต่างของปริมาณการจัดหาในปีพ.ศ.2560 และในผลลัพธ์ของแหล่งปิโตรเลียมน้ำพอง (NAM) และภูหอม (PHU) จากที่กล่าวไปแล้วในตารางที่ 5.2 ที่แบบจำลองนั้นเลือกที่จะจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งที่มีค่าใช้จ่ายน้อยที่สุดก่อน และหากพื้นที่ที่ต้องการก๊าซธรรมชาตินั้นถูกตอบสนองอย่างเพียงพอแล้วแบบจำลองจะไม่เลือกที่จะจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มให้ค่าใช้จ่ายนั้นมากขึ้นซึ่งเป็นรูปแบบของการส่งที่มีประสิทธิภาพมากที่สุด หากมีข้อมูลที่สามารถรองรับปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติแต่ละเขตพื้นที่ที่สามารถอ้างอิงได้ในอนาคตอาจจะทำให้ค่าความต่างนี้หายไปหรือลดลงได้ส่วนหนึ่งและเพิ่มความถูกต้องของแบบจำลองนี้มากขึ้น

ตารางที่ 5.6 ตารางแสดงปริมาณการจัดการกากอุตสาหกรรมชาติและส่วนต่างในปีพ.ศ. 2560 กับการจัดหา
ในผลลัพธ์โดยแยกเป็น Node

Supply node	Real supply in 2016 (MMSCFD)	Y or Supply (MMSCFD)	ส่วนต่างเมื่อเทียบกับการจัดหาจริง (MMSCFD)
JDA	469	469	0
BOK	964	964	0
PAI	364	200	164
ATH	244	147	97
ERA	1318	1318	0
TAN	110	110	0
PHU	78	64	14
NAM	8	0	8
MYA	848	848	0
LNG	511	560	-49
SUMMARY	4914	4680	234



รูปที่ 5.2 กราฟแสดงการเปรียบเทียบปริมาณการจัดการในปีพ.ศ. 2560 และผลลัพธ์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากตารางที่ 5.6 และรูปที่ 5.2 พบว่าปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติรวมทั้งหมดของผลลัพท์ และตามความเป็นจริงในปีพ.ศ. 2560 นั้นมีปริมาณที่ต่างกันโดยปริมาณการจัดหาจริงในปีพ.ศ. 2560 มีปริมาณที่มากกว่าปริมาณการจัดหาของผลลัพท์อยู่ที่ 234 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ปริมาณการจัดหา ก๊าซธรรมชาติจากผลลัพท์นั้นมีปริมาณเท่ากับปริมาณความต้องการก๊าซในปีพ.ศ. 2560 นั้นแสดงให้เห็นว่าตัวแบบจำลองนั้นวิเคราะห์หารูปแบบของการจัดหาที่สามารถตอบสนองต่อความต้องการ ก๊าซธรรมชาติได้อย่างมีประสิทธิภาพและไม่มีส่วนที่จัดหาเกินความต้องการก๊าซธรรมชาติ แม้ความเป็นจริงปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติจะมากกว่าความต้องการก๊าซธรรมชาติก็ตาม

ตารางที่ 5.7 ตารางการเปรียบเทียบปริมาณและสัดส่วนในการจัดหาในปีพ.ศ. 2560 และผลลัพท์

Supply type	การจัดหาในปีพ.ศ.2560		การจัดหาในผลลัพท์		ผลต่าง MMSCFD	% ความต่าง เมื่อเทียบกับ การจัดหาใน ปีพ.ศ. 2560
	MMSCFD	%	MMSCFD	%		
Production	3,555	72.34	3,272	69.91	283	7.96 %
NG importation	848	17.26	848	18.12	0	0
LNG importation	511	10.40	560	11.97	-49	9.59 %
Summary	4,914	100	4,680	100	234	4.76 %

จากตารางที่ 5.7 แสดงถึงปริมาณและสัดส่วนของการจัดหาก๊าซธรรมชาติในปีพ.ศ. 2560 การจัดหาก๊าซธรรมชาติในผลลัพท์ของแบบจำลอง และผลต่าง พบว่าปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติ จากการผลิตในปีพ.ศ. 2560 นั้นมากกว่าการจัดหาจากการผลิตในผลลัพท์ 283 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันนับเป็น ปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวในปีพ.ศ. 2560 นั้นน้อยกว่าการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวในผลลัพท์อยู่ที่ 234 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันและปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งหมดในปีพ.ศ. 2560 มากกว่าปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งหมดในผลลัพท์ 49 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

จากตารางที่ 5.7 หากพิจารณาตามร้อยละความต่างของปริมาณการจัดหาของผลลัพท์เมื่อเปรียบเทียบกับปริมาณการจัดหาปีพ.ศ. 2560 พบว่าแบบจำลองสามารถวิเคราะห์การจัดหาก๊าซธรรมชาติโดยการนำเข้าจากประเทศพม่า (MYA) ได้เท่ากับการจัดหาในปีพ.ศ. 2560 มีร้อยละความต่างของการจัดหาโดยการผลิตอยู่ที่ 7.96 เมื่อเทียบกับปีพ.ศ. 2560 และมีร้อยละความต่างของการจัดหาก๊าซธรรมชาติโดยก๊าซธรรมชาติเหลวอยู่ที่ 9.59 เมื่อเทียบกับปีพ.ศ. 2560

ข้อสังเกตที่สำคัญจากตารางที่ 5.7 หากรวมปริมาณการผลิตก๊าซที่ต่างกันของผลลัพธ์กับการจัดหาในปีพ.ศ. 2560 กับที่ปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติเหลวที่ต่างกันของผลลัพธ์กับการจัดหาในปีพ.ศ. 2560 กันนั้นเท่ากับปริมาณก๊าซทั้งหมดที่หายไปผลลัพธ์ ดังนั้นหากนำค่าผลต่างของปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งหมดไปหักลบกับปริมาณการจัดหาโดยการผลิตในปีพ.ศ. 2560 เนื่องจากแบบจำลองจะไม่ทำการจัดหาเพิ่มมากขึ้นหากเขตพื้นที่นั้นๆได้รับก๊าซธรรมชาติอย่างเพียงพอจากนั้นพิจารณาความต่างของปริมาณการผลิตและการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวจะมีปริมาณความต่างที่เท่ากันที่ 49 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน แสดงว่าตัวแบบจำลองเลือกไม่จัดหาก๊าซธรรมชาติโดยการผลิตในปริมาณส่วนที่เกินจากปีพ.ศ. 2560 และจะจัดหาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวมาแทนก๊าซธรรมชาติที่ควรจะได้จากการผลิตในความเป็นจริงเนื่องจากทางผู้วิจัยได้กำหนดสมการกำหนดขอบเขตสัญญาการซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลวระยะยาวหรือสมการที่ 3.11 ที่บังคับให้ปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวที่รับมานั้นต้องมากกว่าหรือเท่ากับสัญญาที่ไว้กับประเทศคู่ค้า ซึ่งทำให้บิดเบือนไปจากความเป็นจริงไปพอสมควรด้วยเหตุผลที่กล่าวไปในตารางที่ 4.4 แสดงให้เห็นว่าแบบจำลองนั้นจะทำการจัดหาก๊าซธรรมชาติเหลวให้ถึงปริมาณที่กำหนดไว้ในสัญญาซื้อขายระยะยาว (LTCs) ก่อนแม้ว่าค่าใช้จ่ายในขนส่งจะสูงกว่าการจัดหาจากการผลิต

จากข้อสังเกตที่กล่าวไปในตารางที่ 5.7 ประกอบกับสาเหตุที่ทำให้เกิดความแตกต่างของปริมาณการจัดหาในปีพ.ศ. 2560 และผลลัพธ์ของแหล่งปิโตรเลียมไพลิน (PAI), น้ำพอง (NAM) และภูหอม (PHU) ที่กล่าวไปในตารางที่ 5.6 จึงสามารถระบุสาเหตุความแตกต่างของการจัดหาก๊าซในแหล่งปิโตรเลียมอาทิตย์ (ATH) ในตารางที่ 5.6 นั้นอาจมีค่าใช้จ่ายที่สูงกว่าแหล่งการผลิตอื่นทำให้ปริมาณการจัดหาทั้งหมดที่เหลือหลังจากหักลบสาเหตุอื่นๆออกไปหมด นั้นเป็นปริมาณความต่างของการจัดหาในปีพ.ศ. 2560 และผลลัพธ์ของแหล่งปิโตรเลียมอาทิตย์

แบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติสามารถวิเคราะห์หาการจัดหาก๊าซธรรมชาติในปีพ.ศ. 2560 ได้โดยมีร้อยละของผลต่างของปริมาณการจัดหาทั้งหมดอยู่ที่ 4.76 ซึ่งเกิดจากการที่แบบจำลองเลือกที่จะจัดหาก๊าซธรรมชาติให้มีปริมาณเท่ากับความต้องการก๊าซธรรมชาติที่คำนวณได้เท่านั้น ดังนั้นหากมีแหล่งข้อมูลความต้องการก๊าซธรรมชาติในแต่ละพื้นที่แล้วเลือกที่จะผลิตก๊าซธรรมชาติในความเป็นจริงตามปริมาณรวมของความต้องการจะทำให้ค่าในส่วนนี้ลดลงและทำให้มีประสิทธิภาพในการขนส่งหรือจัดจำหน่ายมากขึ้น เนื่องจากค่าความต้องการก๊าซธรรมชาติในแต่ละพื้นที่ในงานวิจัยนี้ได้จากการคำนวณโดยผู้วิจัยเอง

บทที่ 6

สรุปผลการวิจัยและ ข้อเสนอแนะ

6.1 สรุปผลการวิจัย

1. ผลลัพธ์ของการวิเคราะห์แสดงให้เห็นถึงพฤติกรรมทางเลือกของแบบจำลองจะเลือกจัดหาก๊าซธรรมชาติเพื่อตอบสนองความต้องการในพื้นที่ที่ต้องการก๊าซธรรมชาติจากแหล่งที่มีค่าใช้จ่ายน้อยที่สุดและมีท่อส่งก๊าซมาของพื้นที่ที่ต้องการก๊าซธรรมชาตินั้นๆก่อนเสมอ เมื่อปริมาณของก๊าซธรรมชาติผลิตในแต่ละแหล่งการจัดหาจนถึงกำลังสูงสุดในการผลิตหรือความสามารถในการส่งของพื้นที่จัดหานั้นๆแบบจำลองจะเลือกการจัดหาก๊าซธรรมชาติอีกแหล่งที่มีค่าใช้จ่ายต่ำสุดรองลงมาจนกระทั่งความต้องการก๊าซธรรมชาติในพื้นที่ที่ต้องการก๊าซธรรมชาติถูกตอบสนองอย่างเพียงพอแล้วแบบจำลองจะไม่ทำการผลิตหรือจัดหาเพิ่มเพื่อให้ค่าใช้จ่ายมากขึ้นซึ่งเป็นการจัดหาและขนส่งที่มีประสิทธิภาพมากที่สุด

2. ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้นั้นไม่อาจจะตอบสนองความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยได้เพียงพอแบบจำลองจึงเลือกที่จะจัดหาเพิ่มโดยการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่า และนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวจากกาตาร์และสิงคโปร์

3. แบบจำลองสามารถจำลองการจัดหาก๊าซธรรมชาติและจัดจำหน่ายในปีพ.ศ. 2560 ของโครงข่ายก๊าซธรรมชาติประเทศไทยได้โดยมีสัดส่วนการจัดหาจากการผลิต นำเข้าก๊าซธรรมชาติ และการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวอยู่ที่ 69.91 18.12 และ 11.97 ตามลำดับ ตรงกับรูปแบบการจัดหาในปีพ.ศ. 2560 ที่มีการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากการผลิตมากที่สุด ตามมาด้วยการนำเข้าก๊าซธรรมชาติและการนำเข้าก๊าซธรรมชาติโดยก๊าซธรรมชาติเหลว

4. แบบจำลองเลือกที่จะจัดหาก๊าซธรรมชาติเหลวตามปริมาณที่ได้ทำสัญญาซื้อก๊าซธรรมชาติระยะยาวไว้เท่านั้น เนื่องจากค่าใช้จ่ายในการจัดหาก๊าซธรรมชาติเหลวนั้นมีค่าใช้จ่ายที่สูงกว่าการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระบบท่อส่งก๊าซทำให้แบบจำลองเลือกที่จะจัดหาก๊าซธรรมชาติเหลวตามปริมาณที่กำหนดก่อนเท่านั้นและไม่จัดหาเพิ่มตามนอกเหนือสัญญา ทำให้ปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากการผลิตในผลลัพธ์แปรผกผันตามปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวที่ทำสัญญาซื้อขายระยะยาว

5. แบบจำลองโครงข่ายก๊าซธรรมชาติสามารถจำลองการจัดการจัดหาก๊าซธรรมชาติได้ต่างจากการจัดหาในปีพ.ศ. 2560 ร้อยละ 4.76 เนื่องจากแบบจำลองจะจำลองการจัดการจัดหาก๊าซธรรมชาติตามความต้องการทำให้ค่าการจัดการของแบบจำลองนั้นมีค่าเท่ากับปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติเท่านั้น ทำให้มีปริมาณการจัดการจัดหาก๊าซธรรมชาติในผลการวิเคราะห์นั้นแตกต่างกับการจัดหาจริงในปีพ.ศ. 2560 แสดงให้เห็นถึงรูปแบบการจัดการที่มีประสิทธิภาพมากที่สุด

6.2 ข้อเสนอแนะ

1. จากการศึกษาและวิเคราะห์แบบจำลองพบว่าข้อมูลตั้งต้นที่จำเป็นต้องใช้หลายส่วนที่ไม่ถูกเผยแพร่และอ้างอิงถึงได้ โดยทางผู้วิจัยทำการแก้ปัญหาเหล่านั้นและอธิบายอย่างละเอียดในตัวเนื้อหา แต่หากมีข้อมูลที่ถูกต้องและสามารถเผยแพร่ได้ในอนาคตจะทำให้ตัวแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในงานวิจัยนี้สามารถวิเคราะห์โครงข่ายก๊าซธรรมชาติให้ใกล้เคียงกับความเป็นจริงได้มากยิ่งขึ้น

- ราคาค่าใช้จ่ายในการจัดจำหน่ายของประเทศไทยของทั้งระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติและการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวโดยแยกเป็นแต่ละท่อส่งก๊าซ และเส้นทางการเดินเรือ

- ความต้องการก๊าซธรรมชาติในแต่ละเขตพื้นที่โดยอาจจะเพิ่มหรือลดจำนวนเขตพื้นที่ก็ได้แต่จำเป็นที่จะต้องข้อมูลโครงสร้างท่อส่งก๊าซธรรมชาติมาอ้างอิงได้

- ข้อมูลของโครงสร้างท่อส่งก๊าซของประเทศไทยที่เป็นปัจจุบันโดยต้องมีการระบุถึงระยะทางทิศทางและกำลังการส่งของท่อส่งก๊าซในแต่ละเขตพื้นที่

- รายละเอียดลักษณะของสัญญาการซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลวโดยต้องกำหนดปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวขั้นต่ำที่ควรซื้อรายปี (Lower bar) และ ปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวที่สามารถซื้อได้ในสัญญา (Upper bar)

บรรณานุกรม

- กรมธุรกิจพลังงาน. 2559. **DOBE database (2016): Name list of natural gas user, Thailand.** [Online]. Available : <http://www.doeb.go.th/info/data/datangv/placeUseNGV.pdf>.
- การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2553. **PTT Natural gas knowledge series (2010): Laying natural gas pipeline.** [Online]. Available : http://www.pttplc.com/en/media-center/energy-knowledge/documents/gas_en2.pdf.
- การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2554. **เรื่องราวต่างๆมากมายเกี่ยวกับก๊าซธรรมชาติกับปตท.** [Online]. Available : [https://dscng.pttplc.com/\(S\(bgyiofdwmkvxowpqavafavee\)\)/Knowledge/Knowledge.aspx](https://dscng.pttplc.com/(S(bgyiofdwmkvxowpqavafavee))/Knowledge/Knowledge.aspx)
- การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2559. **โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลจากแหล่งปลาทอง บงกตใต้ไปยังระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลเส้นที่ 3.** [Online]. Available : http://www.pttplc.com/th/About/Business/PTT-Owned-Business/Gas-Unit/Documents/PDF/1_3.pdf
- การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2559. **PTT Natural gas: Fourth natural gas pipeline project (rayong - khangkoi).** [Online]. Available : http://www.pttplc.com/th/About/Business/PTT-Owned-Business/Gas-Unit/Documents/PDF/1_2.pdf.
- การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2559. **PTT database: natural gas procurement (2016).** [Online]. Available : <http://www.pttplc.com/en/about/business/ptt-owned-business/gas-unit/pages/natural-gas-procurement.aspx>.
- การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2560. **PTT LNG knowledge series (2017).** [Online]. Available : <http://www.pttplc.com/th/Media-Center/Energy-Knowledge/Documents/MD26%20knowledge03/LNG.pdf>
- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. 2560. **EGAT annual (2016): Oct private production. Thailand.** [Online]. Available : https://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=452&Itemid=116

- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. 2560. **EGAT annual (2016): Oct production.** Thailand. [Online]. Available : https://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=355&Itemid=116
- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. 2558. **แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติพ.ศ.2558-2579.** Thailand. [Online]. Available : http://www.eppo.go.th/images/POLICY/PDF/Gas%20Plan%20_Final_Publish.pdf
- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. 2560. **EPPO annual (2017): Yearly Consumption of NG by sector.** [Online]. Available : [http://www.eppo.go.th/index.php/th/energy-information/static-energy/staticgas?orders\[publishUp\]=publishUp&issearch=1](http://www.eppo.go.th/index.php/th/energy-information/static-energy/staticgas?orders[publishUp]=publishUp&issearch=1)
- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. 2560. **EPPO annual (2016): Yearly Product and import of natural gas.** [Online]. Available : [http://www.eppo.go.th/index.php/th/energy-information/static-energy/static-gas?orders\[publishUp\]=publishUp&issearch=1](http://www.eppo.go.th/index.php/th/energy-information/static-energy/static-gas?orders[publishUp]=publishUp&issearch=1)
- Berk I. and Schulte S. 2017. “Turkey’s role in natural gas – Becoming a transit country?.” **EWI Working Paper.** 17(6) : 1-32.
- Briss M. 2010. **Transshipment Model in the function of cost minimization in logistic system.** [Online]. Available : <http://www.efos.unios.hr/repec/osi/journ/PDF/InterdisciplinaryManagementResearchVI/IMR6a04.pdf>.
- Diechoner C. 2012. “Simulating security of supply effects of the Nabucco and South Stream projects from the European natural gas market.” **EWI Working Paper.** 10(7) : 1-27.
- Energy Information Administration. 2013. **Annual Energy Outlook 2013. DOE/EIA-0383.** [Online]. Available : [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383\(2013\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383(2013).pdf).
- Gabriel S.A., Conejo A.J., Fuller J.D., Hobbs B.F., Ruiz C. 2012. **Complementarity modeling in energy markets.** Operations Research & Management Science, Springer, New York.
- Hecking H., Schulte S., Vatansever A., Raszewsk S. 2017. “Option for Gas Supply Diversification for the EU and Germany in the next two Decades.” **European Centre for Energy and Resource Security (EUCERS).** 1-167.
- Hecking H., John C., Weiser F. 2015. “An Embargo of Russian Gas and Security of Supply in Europe.” **Zeitschrift für Energiewirtschaft.** 39(1) : 63-73.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- Karangwa E. 2008. “Estimating the cost of pipeline Transportation In Canada.” **Transport Canada**. 1-15.
- Kim Y. and Blank S. 2015. “The New Great Game of Caspian energy in 2013-14: ‘Turk Stream’ Russia and Turkey.” **Journal of Balkan and Near Eastern Studies**. 18(1) : 1-19.
- Lochner S. and Bothe D. 2008. “The development of natural gas supply costs to Europe, the United States and Japan in globalizing gas market –model-base analysis until 2030” **Energy Policy**. 37 : 1518-1528
- Liu Y. 2015. **Southeast Asian gas outlook 2045: Prospects of gas network to increase security of supply**. [Online]. Available : <https://www.scribd.com/document/375416173/Jurnal-LNG>.
- Maluenda B., Olivares D.E., Lorca A. 2018. “Expansion Planning under Uncertainty for Hydrothermal Systems with Variable Resource.” **International journal of Electrical Power & Energy Systems**. 103 : 644-651.
- Mehmet E. 2012. “Modeling Turkey’s future LNG supply security strategy.” **Energy policy**. 46 : 144-152.
- Montgomery W.D., Baron R., Bernstein P., Tuladhar S.D., Xiong S., Yuan M. 2012. **Macroeconomic Impacts of LNG Exports from the United States**. [Online]. Available : https://www.energy.gov/sites/prod/files/2013/04/f0/nera_lng_report.pdf.
- Schulte S. and Weiser F. 2017. “Natural gas transits and market power – the case of turkey.” **EWI Working Paper**. 17(6) : 1-26.
- Siddiqui S. and Gabriel S.A. 2016. “Modeling market power in the U.S. Shale gas market.” **Optimization and Engineering**. 18(1) : 203-213.
- Zhao B., Zlotnik A., Conejo A., SioShansi R., Rudkevich M.A. 2018. “Shadow Price-Based Co-ordination of Natural Gas and Electric Power Systems.” **IEE Transactions on Power Systems**. 99 : 1-11.
- Zhao Z. 2017. **Joint Development Area Successful Corporation Mode**. [Online]. Available : <https://www.usea.org/sites/default/files/event-/2.2%20Hess%20Joint%20Development%20Area%20Successful%20Corporation%20Model-EN.pdf>



ภาคผนวก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1. การเตรียมข้อมูล

1.1. ข้อมูลตั้งต้น

ตารางที่ ผก.1 การผลิตก๊าซธรรมชาติรายปี โดยแยกแหล่งก๊าซธรรมชาติ ในหน่วยMMSCFD

YEAR	Domestic Production														Total
	Erawan	Bongkot	Bongkot Tai	Pailin	Arthit	Tan tawan	Phu horm	Sirikit	Lanta	Nam phong	Jasmin	Yoong thong	JDA	Oths.	
1986	321							29							350
1987	459							31							489
1988	548							30							578
1989	547							32							579
1990	590							41							631
1991	689							43					51		782
1992	725							50					57		832
1993	758	70						56					56		939
1994	707	202						65					63		1,038
1995	730	237						68					64		1,099
1996	806	336						60					65		1,267

ตารางที่ ผก.1 การผลิตก๊าซธรรมชาติรายปี โดยแยกแหล่งก๊าซธรรมชาติ ในหน่วย MMSCFD (ต่อ)

YEAR	Domestic Production														Total
	Erawan	Bongkot	Bongkot Tai	Pailin	Arthit	Tan tawan	Phu horn	Sirikit	Lanta	Nam phong	Jasmin	Yoong thong	JDA	Oths.	
1997	997	344				83		61							1,564
1998	1,026	437				90		55							1,698
1999	973	578		61		99		56							1,860
2000	882	548		234		154		59							1,948
2001	816	584		212		170		57						0	1,900
2002	807	566		298		200		56							1,986
2003	826	516		406		225		55							2,077
2004	850	597		412		210		54							2,158
2005	925	605		435		233		60							2,292
2006	982	627		438		219	6	50						0	2,353
2007	1,053	629		457		211	93	46						0	2,515
2008	1,005	604		431	278	185	85	41					126	0	2,778
2009	829	540		417	418	186	81	54	1			1	441	3	2,990
2010	970	596		430	501	183	87	63	4			6	644	4	3,506

ตารางที่ ผก.1 การผลิตก๊าซธรรมชาติรายปี โดยแยกแหล่งก๊าซธรรมชาติ ในหน่วย MMSCFD (ต่อ)

YEAR	Domestic Production														
	Erawan	Bongkot	Bongkot Tai	Pailin	Arthit	Tan tawan	Phu horm	Sirikit	Lanta	Nam phong	Jasmin	Yoong thong	JDA	Oths.	Total
2011	972	606		425	407	237	84	43	6	16		13	758	10	3,577
2012	1,386	869		422	268	140	94	45	2	14		8	748	1	3,996
2013	1,351	1,008		415	252	122	88	54	2	13		3	735	0	4,044
2014	1,403	975		409	246	106	106	47	4	12		3	761	2	4,073
2015	1,326	1,015		338	240	114	120	46	3	12		4	630	1	3,850
2016	1,339	785	193	339	244	140	120	46	6	11	3	6	531	4	3,766
2017	1,318	550	414	364	244	111	78	44	2	8	6	4	469	5	3,617

ตารางที่ ผก.2 ปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติรายปี โดยแยกตามแหล่งการจัดการและปริมาณการจัดการ
ทั้งหมดรายปี ในหน่วยMMSCFD

YEAR	Import				Total Import	Grand Total
	Yadana	Yetakun	Zawtika	LNG		
1986						350
1987						489
1988						578
1989						579
1990						631
1991						782
1992						832
1993						939
1994						1,038
1995						1,099
1996						1,267
1997						1,564
1998	2				2	1,700
1999	2				2	1,861
2000	128	36			164	2,113
2001	377	119			496	2,396
2002	418	199			617	2,603
2003	410	275			686	2,763
2004	439	287			726	2,884
2005	431	426			857	3,149

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ผก.2 ปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติรายปี โดยแยกตามแหล่งการจัดการและปริมาณการจัดการ
ทั้งหมดรายปี ในหน่วย MMSCFD (ต่อ)

YEAR	Import					Grand Total
	Yadana	Yetakun	Zawtika	LNG	Total Import	
2007	473	433			906	3,421
2008	434	394			828	3,606
2009	409	394			803	3,794
2010	434	419			853	4,359
2011	426	404		98	928	4,505
2012	423	397		130	950	4,946
2013	419	403		191	1,013	5,057
2014	413	339	91	182	1,025	5,098
2015	436	272	215	339	1,262	5,112
2016	424	218	217	390	1,249	5,015
2017	420	204	224	511	1,358	4,975

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ผก. 3 ปริมาณความบริโภคก๊าซธรรมชาติรายปีโดยแยกเป็นภาคส่วน ในหน่วย MMSCFD

YEAR	Electricity				Industry	GSP	NGV	Grand Total
	EGAT	IPP	SPP	Total				
1986	246			246	10	71		326
1987	379			379	4	69		452
1988	452			452	7	74		532
1989	463			463	10	50		523
1990	452			452	17	97		567
1991	580			580	24	98		702
1992	612			612	34	113		759
1993	693			693	41	128		862
1994	783			783	54	117		954
1995	801			801	73	114		988
1996	888		60	948	78	122		1,148
1997	1,119		83	1,202	96	146		1,444
1998	1,152		140	1,291	92	158		1,542
1999	1,153	2	267	1,423	123	167		1,713
2000	1,244	71	305	1,620	181	175		1,976
2001	1,070	360	349	1,779	177	340		2,296

ตารางที่ ผก. 3 ปริมาณความบริโภคก๊าซธรรมชาติรายปีโดยแยกเป็นภาคส่วน ในหน่วย MMSCFD (ต่อ)

YEAR	Electricity				Industry	GSP	NGV	Grand Total
	EGAT	IPP	SPP	Total				
2002	1,075	486	375	1,936	198	361		2,495
2003	991	662	401	2,054	217	385		2,657
2004	994	723	418	2,134	248	389	3	2,774
2005	1,011	802	428	2,242	258	491	6	2,997
2006	1,016	825	417	2,257	291	527	11	3,086
2007	1,054	847	445	2,346	347	572	24	3,288
2008	1,014	968	441	2,423	361	583	77	3,444
2009	1,101	905	429	2,435	387	599	143	3,564
2010	1,346	943	440	2,728	478	652	181	4,039
2011	1,148	866	462	2,476	569	867	231	4,143
2012	1,330	922	419	2,670	628	958	278	4,534
2013	1,229	873	593	2,695	635	930	307	4,568
2014	1,208	852	680	2,740	653	960	317	4,669
2015	1,147	997	715	2,859	651	950	304	4,764
2016	978	962	853	2,793	694	948	278	4,714
2017	758	934	1,027	2,719	724	995	243	4,682

ตารางที่ ผก.4 รายละเอียดท่อOffshore pipeline จากแหล่งข้อมูลดิบ

จุดเริ่ม	ปลายทาง	Deliverability (MMscfd)	Length (kilometers)	Diameter (inch)	ปีเริ่มใช้
JDA	ERA	800	55	28	*
JDA	SOK	1,020	277	*	*
BOK	ERA	635	171	32	1996
PAI	ERA	200	53	24	1999
ATH	ERA	1,750	173	42	2008
ERA	RAY	860	415	34	1981
ERA	RAY	1,150	418	36	1997
ERA	RAY	300	10	24	2001
ERA	RAY	1,900	414	42	2007
ERA	KAN	250	161	24	1996
TAN	ERA	300	54	24	1997

(* Unknown)

ตารางที่ ผก.5 รายละเอียดท่อOnshore pipeline จากแหล่งข้อมูลดิบ

จุดเริ่ม	ปลายทาง	Deliverability (MMscfd)	Length (kilometers)	Diameter (inch)	ปีเริ่มใช้
PHU	NAC	160	0.25	30	2006
NAM	NAC	140	3.5	16	1990
MYA	RAC	1,265	238	42	1998
RAY	CHN	1,550	94	*	*
RAY	PCB	*	242	*	*
CHN	BPK	1,550	10	36	2006
BPK	BAP	540*	57	28	1981
BPK	WAN	500	100	36	1996
BAP	SBP	540*	57	28	1981
BAP	SAR	270	99	14	1983
SBP	NBP	470	38	*	*
SIN	SBP	470	66.5	30	2006
SIN	NBP	470	45	*	*
SIN	WAN	400	64	*	*
RAC	SIN	400	90	30	2000
WAN	SAR	520	73	36	2006

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ผก.5 รายละเอียดท่อOnshore pipeline จากแหล่งข้อมูลดิบ (ต่อ)

จุดเริ่ม	ปลายทาง	Deliverability (MMscfd)	Length (kilometers)	Diameter (inch)	ปีเริ่มใช้
PCB	SAR	*	56	*	*
SOK	MAL	290	7.6	20	2007

(* Unknown)

1.2. การวิเคราะห์ข้อมูล

ตารางที่ ผก.6 รายชื่อโรงไฟฟ้าและกำลังการผลิต (MW) และประเภทโรงไฟฟ้า

ชื่อโรงไฟฟ้า	จังหวัด	กำลังการผลิต (MW)	ประเภทโรงไฟฟ้า
พระนครใต้	กรุงเทพฯ	1,588	EGAT
พีพีทีซี	กรุงเทพฯ(ลาดกระบัง)	90	SPP
โรงไฟฟ้าขนอม	ขนอม	930	IPP
น้ำพอง	ขอนแก่น	650	EGAT
บางปะกง	ฉะเชิงเทรา	2,176	EGAT
กัลฟ์ เจพี เอ็นเอ็นเค	ฉะเชิงเทรา (เมือง)	90	SPP
อมตะ บี กริม เพาเวอร์ 5	ชลบุรี	90	SPP
บ่อวิน คลีน เอนเนอจี	ชลบุรี	90	SPP
โกลว์ ไอพีพี	ชลบุรี (ศรีราชา)	713	IPP
สทโคเจน	ชลบุรี (ศรีราชา)	90	SPP
บี.กริม. เพาเวอร์	ชลบุรี (แหลมฉบัง)	60	SPP
อมตะ บี กริม เพาเวอร์	ชลบุรี (อมตะ)	90	SPP
อมตะ บี กริม เพาเวอร์	ชลบุรี (อมตะ)	90	SPP
อมตะ บีกริม เพาเวอร์ 4	ชลบุรี (อมตะ)	90	SPP
ท๊อป เอสพีพี	ชลบุรี(แหลมฉบัง)	180	SPP
พระนครเหนือ	นนทบุรี	1,498	EGAT
คลองหลวง ยูทิลิตี้	ปทุมธานี	270	SPP
นวนคร	ปทุมธานี	90	SPP
บี.กริม. บีไอพี เพาเวอร์ 1	ปทุมธานี	90	SPP
บีกริม บีไอพี เพาเวอร์ 2	ปทุมธานี	90	SPP
ผลิตไฟฟ้า นวนคร	ปทุมธานี	90	SPP
แอ็ดวานซ์ อะโกร เอเชีย	ปราจีนบุรี	90	SPP

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ผก.6 รายชื่อโรงไฟฟ้าและกำลังการผลิต (MW) และประเภทโรงไฟฟ้า (ต่อ)

ชื่อโรงไฟฟ้า	จังหวัด	กำลังการผลิต (MW)	ประเภทโรงไฟฟ้า
กัลฟ์ ทีเอส	ระยอง	180	SPP
กัลฟ์ วีทีพี	ระยอง	90	SPP
เอ็กโก โคเจนเนอร์เรชัน	ระยอง	60	SPP
สยามเพาเวอร์	ระยอง (บ้านค่าย)	90	SPP
โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี	ระยอง (มาตาพุด)	700	IPP
โกลว์ พลังงาน จำกัด	ระยอง (มาตาพุด)	120	SPP
บางกอก โคเจนเนอร์เรชัน	ระยอง (มาตาพุด)	90	SPP
กัลฟ์ เจพี เอ็นแอลเค	ระยอง (มาตาพุด)	90	SPP
พีทีที โกลบอล	ระยอง (มาตาพุด)	32	SPP
โกลเอสพีพี 11	ระยอง (เมือง)	180	SPP
โกลว์ เอสพีพี 2	ระยอง (เมือง)	120	SPP
โกลว์ พลังงาน จำกัด	ระยอง (เมือง)	74	SPP
โกลว์ เอสพีพี 1	ระยอง (เมือง)	55	SPP
อมตะ บี กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 2	ระยอง (อมตะ)	180	SPP
กัลฟ์ เจพี ซีอาร์เน	ระยอง (อมตะ)	90	SPP
ผลิตราชบุรี โฮลดิ้ง	ราชบุรี	3,481	IPP
ราชบุรีเพาเวอร์	ราชบุรี	1,400	IPP
ผลิตไฟฟ้า ราชบุรี	ราชบุรี	700	IPP
ราชบุรีเวอลด์	ราชบุรี	180	SPP
บ้านโป่ง	ราชบุรี	180	SPP
จะนะ	สงขลา	1,476	EGAT
อีสเทิร์น เพาเวอร์แอนด์ อีเล็กตริค	สมุทรปราการ (บางบ่อ)	350	IPP
สมุทรปราการ โคเจนเนอร์เรชัน	สมุทรปราการ	90	SPP
เอสเอสยูที	สมุทรปราการ (บางปู)	180	SPP
กัลฟ์ เจพี เอ็นเค 2	สระบุรี	90	SPP
กัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอร์เรชัน	สระบุรี (แก่งคอย)	1,468	IPP

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ผก.6 รายชื่อโรงไฟฟ้าและกำลังการผลิต (MW) และประเภทโรงไฟฟ้า (ต่อ)

ชื่อโรงไฟฟ้า	จังหวัด	กำลังการผลิต (MW)	ประเภทโรงไฟฟ้า
กัลฟ์ เจพี ทีแอลซี	สระบุรี (เมือง)	90	SPP
กัลฟ์ เจพี เคพี	สระบุรี (หนองแค)	180	SPP
หนองแค โคเจนเนอเรชั่น	สระบุรี (หนองแค)	90	SPP
กัลฟ์ เจพี เอ็นเอส	สระบุรี (หนองแขง)	1,600	IPP
วังน้อย	อยุธยา	2,660	EGAT
บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น	อยุธยา (บางปะอิน)	180	SPP
โรจนะ เพาเวอร์	อยุธยา (โรจนะ)	270	SPP
กัลฟ์ เจพี ยูที	อยุธยา (อุทัย)	1,600	IPP
อ่าวทอง เพาเวอร์	อ่างทอง	90	SPP
รวม		27,741	

ตารางที่ ผก.7 ความหนาแน่นจำนวนสถานที่ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติโดยแยกแต่ละพื้นที่และภาคส่วน

จังหวัด	Industrial	Elec	Total
กรุงเทพ	53	2	55
กำแพงเพชร*	1	0	1
ขอนแก่น	0	1	1
ขอนแก่น	0	1	1
ฉะเชิงเทรา	16	2	18
ชลบุรี	119	9	128
นครปฐม	2	0	2
นนทบุรี	0	1	1
ปทุมธานี	57	4	61
ปราจีนบุรี	3	2	5
เพชรบุรี*	1	0	1
ระยอง	208	15	223
ราชบุรี	8	5	13
สงขลา	0	1	1
สมุทรปราการ	152	3	155
สมุทรสาคร*	1	0	1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ผก.7 ความหนาแน่นจำนวนสถานที่ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติโดยแยกแต่ละพื้นที่และภาคส่วน (ต่อ)

จังหวัด	Industrial	Elec	Total
สระบุรี	72	6	78
สุโขทัย*	2	0	2
อยุธยา	40	4	44
อ่างทอง	0	1	1
	735	57	792

(* = ไม่อยู่ในแนวระบบท่อส่งก๊าซ)

ตารางที่ ผก.8 ปริมาณและสัดส่วนความต้องการก๊าซธรรมชาติแต่ละภาคส่วน

Section	ปริมาณความต้องการก๊าซ ธรรมชาติ (MMSCFD)	สัดส่วนร้อยละ
Electricity	2,719	58.09
GSP	995	20.13
NGV	243	5.19
Industry	724	15.47
Summary	4,681	100

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ผก.9 สัดส่วนความต้องการก๊าซธรรมชาติโดยแยกตามNode

No.	ชื่อย่อ	ชื่อ	หน้าที่	Demand					Summay
				Electric (MW)	In %	GSP	NGV	Industry	
10	RAY	ระยอง	D/L	2151	4.50%	21.26%	5.19%	4.41%	35.36%
11	CHN	ชลบุรี	D	1493	3.13%			2.52%	5.65%
12	BPK	บางพลี	D	710	1.49%			3.22%	4.71%
13	BAP	บางปะกง	D	2266	4.74%			0.34%	5.08%
14	SBP	พระนครศรีไ้	D	1588	3.33%			1.12%	4.45%
15	NBP	พระนครศรีเหนือ	D	1498	3.14%				3.14%
16	SIN	ไทรน้อย	D	630	1.32%			1.25%	2.57%
17	RAC	ราชบุรี	D	5941	12.44%			0.17%	12.61%
18	WAN	วังน้อย	D	4710	9.86%			0.85%	10.71%
19	PCB	ปราจีนบุรี	D	90	0.19%			0.06%	0.25%
20	SAR	สระบุรี	D	3608	7.55%			1.53%	9.08%
21	NAC	เมืองน้ำพอง	D	650	1.36%				1.36%
22	KAN	ขอนแก่น	D	930	1.95%				1.95%
23	SOK	สงขลา	D	1476	3.09%				3.09%
รวม				27741	58.09%	21.26%	5.19%	15.47%	100%
รวม							100 %		


```
Final_27_5_61.txt | Final_27_5_61.gms
MNC 65
KAN 93
SOK 149
/;
***** LINE CAPACITY *****
**** pipeline capacity **** in MMSCF *****
***** 9999 = Unknown or LNG *****
table cappipe(i,j)
      JDA  BOK  FAI  ATH  ERA  TAN  PHU  NAM  MYA  RAY  CHN  BFK  BAP  SBP  NBF  SIN  RAC  WAN  FCB  SAR  NAC  KAN  SOK
JDA  0  0  0  0  800  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
BOK  0  0  0  0  435  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
FAI  0  0  0  0  200  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
ATH  0  0  0  0  1750  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
ERA  0  0  0  0  0  0  0  0  0  3910  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  250  0
TAN  0  0  0  0  0  0  0  0  0  300  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
PHU  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  140  0
NAM  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  160  0
MYA  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  1265  0  0  0  0  0  0
RAY  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  1550  0  0  0  0  0  0  0  9999  0  0  0  0
CHN  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  1550  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
BFK  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  540  0  0  0  0  500  0  0  0  0  0
BAP  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  540  0  0  0  0  270  0  0  0  0
SBP  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  400  0  0  0  0  0  0  0  0
NBF  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  400  0  0  0  0  0  0  0
SIN  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  470  470  0  0  400  0  0  0  0  0  0
RAC  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  400  0  400  0  0  0  0  0  0
WAN  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  520  0  0  0  0
FCB  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  9999  0  0  0  0
SAR  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
NAC  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
```

รูปที่ ผก4 การเขียนแบบจำลองคณิตศาสตร์ใน GAMS (ต่อ)

```
Final_27_5_61.txt | Final_27_5_61.gms
PCB  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  9999  0  0  0  0
SAR  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
NAC  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
KAN  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
SOK  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
QAR  0  0  0  0  0  0  0  0  0  9999  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
SIG  0  0  0  0  0  0  0  0  0  9999  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
;
display cappipe
;
** LNG CONTRACT
*****
table LNGContract(i,j)
      RAY
QAR  280
SIG  280
;
** Assuming for only nodes that are in a pipeline system
parameter
Line_yes(i,j)
;
Line_yes('JDA','ERA')=1;
Line_yes('BOK','ERA')=1;
Line_yes('FAI','ERA')=1;
Line_yes('ATH','ERA')=1;
Line_yes('ERA','RAY')=1;
Line_yes('TAN','RAY')=1;
Line_yes('RAY','CHN')=1;
Line_yes('CHN','BFK')=1;
;
58: 150      Insert
```

รูปที่ ผก5 การเขียนแบบจำลองคณิตศาสตร์ใน GAMS (ต่อ)

```
Final_27_5_61.txt | Final_27_5_61.gms
** Assuming for only nodes that are in a pipeline system
*****
parameter
Line_yes(i,j)
;
Line_yes('JDA','ERA')=1;
Line_yes('BOK','ERA')=1;
Line_yes('FAI','ERA')=1;
Line_yes('ATH','ERA')=1;
Line_yes('ERA','RAY')=1;
Line_yes('TAN','RAY')=1;
Line_yes('RAY','CHN')=1;
Line_yes('CHN','BFK')=1;
Line_yes('BFK','BAP')=1;
Line_yes('BAP','SBP')=1;
Line_yes('SIN','SBP')=1;
Line_yes('MYA','RAC')=1;
Line_yes('RAY','FCB')=1;
Line_yes('BFK','WAN')=1;
Line_yes('BAP','SAR')=1;
Line_yes('SIN','NBF')=1;
Line_yes('SIN','WAN')=1;
Line_yes('RAC','SIN')=1;
Line_yes('WAN','SAR')=1;
Line_yes('FCB','SAR')=1;
Line_yes('JDA','SOK')=1;
Line_yes('ERA','KAN')=1;
Line_yes('PHU','NAC')=1;
Line_yes('NAM','NAC')=1;
Line_yes('QAR','RAY')=1;
Line_yes('SIG','RAY')=1;
***** (i,j) ----> (j,i) *****
186: 150      Insert
```

รูปที่ ผก6 การเขียนแบบจำลองคณิตศาสตร์ใน GAMS (ต่อ)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

parameter
LNG_yes(1,3)
;
LNG_yes('RAY','SIG')=1 ;
LNG_yes('RAY','QAR')=1 ;
***** (1,3) --> (3,1) *****
LNG_yes('SIG','RAY')=1 ;
LNG_yes('QAR','RAY')=1 ;
;
*****
**VARIABLE
*****

variable
z obj func value
;
positive variable
x(1,3) Volume of transmission natural gas
e(1,3) Expansion volume
p(1) Production volume
;
*****
**EQUATION
*****

equation
obj obj_function
mass Massbalance constraint
pipecap Pipeline capacity constraint
produce produce capacity constraint
LNGcon LNG contract constraint

```

รูปที่ ผก7 การเขียนแบบจำลองคณิตศาสตร์ใน GAMS (ต่อ)

```

p(1) Production volume
;
*****
**EQUATION
*****

equation
obj obj_function
mass Massbalance constraint
pipecap Pipeline capacity constraint
produce produce capacity constraint
LNGcon LNG contract constraint
;
obj.. z=e*SUM((1,3),x(1,3)*Tcost(1,3))+SUM((1,3),e(1,3)*399999) ;
mass(1)..
SUM($Line_yes(1,3),x(1,3))=E= p(1)+SUM($Line_yes(1,3),x(3,1))-con(1) ;

Pipecap(1,3)$Line_yes(1,3).. x(1,3)=l=cap(1,3) ;
produce(1).. p(1)=leup(1) ;
LNGcon(1,3)$LNG_yes(1,3).. x(1,3)=g=LNGcontract(1,3) ;
;
option limrow=2000 ;
model ballthesis /all/
solve ballthesis using lp minimizing z ;
display x.l;

```

รูปที่ ผก8 การเขียนแบบจำลองคณิตศาสตร์ใน GAMS (ต่อ)

Final_27_5_61.lst		Final_27_5_61.gms					
<pre> Compilation Execution Display Test cap(1) cap(1) Equation Listing SOLVE ballthesis Using LP From line 268 Equation Column Listing SOLVE ballthesis Using LP From line 268 Column Model Statistics SOLVE ballthesis Using LP From line 268 Solution Report SOLVE ballthesis Using LP From line 268 SOLSEQ SOLVAR z x e p Execution Display </pre>							
<pre> ----- 68 PARAMETER Tcost </pre>							
		ERA	RAY	CHN	BPK	BAP	SBP
JDA	1.630						
BOX	5.068						
FAI	1.571						
ATH	5.128						
ERA		12.300					
TAN		1.600					
RAY			2.786				
CHN				0.296			
BPK					1.690		
BAP						1.690	
SIN							1.971
QAR		70.570					
SIG		52.696					
+	NBP	SIN	RAC	WAN	FCB	SAR	
MYA			7.054				
RAY					7.173		
BPK				2.964			
BAP						2.934	
SBP	1.126	1.971					
NBP		1.334					
SIN	1.334			1.897			
RAC		2.668					
WAN							2.164

รูปที่ ผก9 ผลลัพธ์ของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Final_27_5_61.lst Final_27_5_61.gms								
Compilation								2.164
Execution								1.660
Display								
+ cappipe								
Equation Listing	SOLVE ballthesis Using LP From line 261							
Equation								
Column Listing	SOLVE ballthesis Using LP From line 261							
Column								
Model Statistics	SOLVE ballthesis Using LP From line 268							
Solution Report	SOLVE ballthesis Using LP From line 268							
SoIEQU								
SoIVAR								
z								
x								
e								
p								
Execution								
Display								
		WAN						
		PCB						
		+ NAC	KAN	SOK				
		JDA		8.210				
		ERA	4.772					
		PHU	0.007					
		NAM	0.103					
		----	142 PARAMETER cappipe					
		ERA	RAY	CHN	BPK	BAP	SBP	
		JDA	800.000					
		SOK	635.000					
		PAI	200.000					
		ATH	1750.000					
		ERA		3910.000				
		TAN		300.000				
		RAY			1550.000			
		CHN			1550.000			
		BPK				540.000		
		BAP					540.000	
		SIN					470.000	
		QAR						9999.000
		SIG						9999.000
		+ NBP	SIN	RAC	WAN	PCB	SAR	

รูปที่ ผก10 ผลลัพธ์ของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (ต่อ)

Final_27_5_61.lst Final_27_5_61.gms								
Compilation								
Execution								
Display								
+ cappipe								
Equation Listing	SOLVE ballthesis Using LP From line 261							
Equation								
Column Listing	SOLVE ballthesis Using LP From line 261							
Column								
Model Statistics	SOLVE ballthesis Using LP From line 268							
Solution Report	SOLVE ballthesis Using LP From line 268							
SoIEQU								
SoIVAR								
z								
x								
e								
p								
Execution								
Display								
		MYA		1265.000			9999.000	
		RAY						
		BPK				500.000		
		BAP						270.000
		SBP		400.000				
		NBP		400.000				
		SIN	470.000			400.000		
		RAC	400.000					520.000
		WAN						9999.000
		PCB						
		+ NAC	KAN	SOK				
		JDA		1020.000				
		ERA	250.000					
		PHU	140.000					
		NAM	160.000					
		GAMS Rev 235 WEX-WEI 23.5.2 x86_64/MS Windows 05/29/18 16:19:30 Page 3						
		Generate1 Algebraic Modeling System						
		Equation Listing SOLVE ballthesis Using LP From line 268						
		---- obj =E= obj_function						
		obj.. z - 1.63*x(JDA,ERA) - 8.2103*x(JDA,SOK) - 5.068*x(BOK,ERA)						
		- 1.571*x(PAI,ERA) - 5.128*x(ATH,ERA) - 12.3*x(ERA,RAY) - 4.772*x(ERA,KAN)						
		- 1.6*x(TAN,RAY) - 0.007*x(PHU,NAC) - 0.103*x(NAM,NAC) - 7.054*x(MYA,RAC)						

รูปที่ ผก11 ผลลัพธ์ของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (ต่อ)

Final_27_5_61.lst Final_27_5_61.gms								
Compilation								
Execution								
Display								
+ cappipe								
Equation Listing	SOLVE ballthesis Using LP From line 261							
Equation								
Column Listing	SOLVE ballthesis Using LP From line 261							
Column								
Model Statistics	SOLVE ballthesis Using LP From line 268							
Solution Report	SOLVE ballthesis Using LP From line 268							
SoIEQU								
SoIVAR								
z								
x								
e								
p								
Execution								
Display								
		GAMS Rev 235 WEX-WEI 23.5.2 x86_64/MS Windows 05/29/18 16:19:30 Page 3						
		Generate1 Algebraic Modeling System						
		Equation Listing SOLVE ballthesis Using LP From line 268						
		---- obj =E= obj_function						
		obj.. z - 1.63*x(JDA,ERA) - 8.2103*x(JDA,SOK) - 5.068*x(BOK,ERA)						
		- 1.571*x(PAI,ERA) - 5.128*x(ATH,ERA) - 12.3*x(ERA,RAY) - 4.772*x(ERA,KAN)						
		- 1.6*x(TAN,RAY) - 0.007*x(PHU,NAC) - 0.103*x(NAM,NAC) - 7.054*x(MYA,RAC)						
		- 2.786*x(RAY,CHN) - 7.173*x(RAY,PCB) - 0.296*x(CHN,BPK) - 1.69*x(BPK,BAP)						
		- 2.964*x(BPK,WAN) - 1.69*x(BAP,SBP) - 2.934*x(BAP,SAR) - 1.126*x(SBP,NBP)						
		- 1.971*x(SBP,SIN) - 1.334*x(NBP,SIN) - 1.971*x(SIN,SBP)						
		- 1.334*x(SIN,NBP) - 1.897*x(SIN,WAN) - 2.668*x(RAC,SIN)						
		- 2.164*x(WAN,SAR) - 1.66*x(PCB,SAR) - 70.57*x(QAR,RAY)						
		- 52.696*x(SIG,RAY) - 9999999*x(JDA,JDA) - 9999999*x(JDA,BOK)						
		- 9999999*x(JDA,PAI) - 9999999*x(JDA,ATH) - 9999999*x(JDA,ERA)						
		- 9999999*x(JDA,TAN) - 9999999*x(JDA,PHU) - 9999999*x(JDA,NAM)						
		- 9999999*x(JDA,MYA) - 9999999*x(JDA,RAY) - 9999999*x(JDA,CHN)						

รูปที่ ผก12 ผลลัพธ์ของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (ต่อ)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Final_15_11_61.lst Final_15_11_61.gms แหล่ง ingdo.lst

Compilation
Execution
Display
Equation Listing SOLVE ballthesis Using LP From line 2
Equation
Column Listing SOLVE ballthesis Using LP From line 2
Column
Model Statistics SOLVE ballthesis Using LP From line 2
Solution Report SOLVE ballthesis Using LP From line 2
SOLIEQU
SOLVAR
z
x
p
Execution
Display

```

---- EQU obj          .          .          .          1.000
obj  obj_function
---- EQU mass  Massbalance constraint
      LOWER    LEVEL    UPPER    MARGINAL
JDA   .          .          .          -3.498
BOR   .          .          .          -0.060
PAI   .          .          .          EFS
ATH   .          .          .          EFS
ERA   .          .          .          -5.128
TAN   .          .          .          -15.828
PHU   .          .          .          EFS
NAM   .          .          .          EFS
MYA   .          .          .          -17.266
RAY  -1655.000 -1655.000 -1655.000 -17.428
CHN  -264.000  -264.000  -264.000  -20.214
BPK  -220.000  -220.000  -220.000  -20.510
BAP  -238.000  -238.000  -238.000  -23.327
SBP  -208.000  -208.000  -208.000  -25.017
NBP  -147.000  -147.000  -147.000  -28.322
SIN  -120.000  -120.000  -120.000  -26.988
RAC  -590.000  -590.000  -590.000  -24.320
WAN  -501.000  -501.000  -501.000  -26.988
FCB  -12.000   -12.000   -12.000  -24.601
SAR  -425.000  -425.000  -425.000  -26.261
NAC  -64.000   -64.000   -64.000  -0.007
    
```

รูปที่ ผก13 ผลลัพธ์ของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (ต่อ)

Final_15_11_61.lst Final_15_11_61.gms แหล่ง ingdo.lst

Compilation
Execution
Display
Equation Listing SOLVE ballthesis Using LP From line 2
Equation
Column Listing SOLVE ballthesis Using LP From line 2
Column
Model Statistics SOLVE ballthesis Using LP From line 2
Solution Report SOLVE ballthesis Using LP From line 2
SOLIEQU
SOLVAR
z
x
p
Execution
Display

```

---- EQU pipecap Pipeline capacity constraint
      LOWER    LEVEL    UPPER    MARGINAL
JDA.ERA -INF 324.000 800.000 .
JDA.SOK -INF 145.000 1020.000 .
BOR.ERA -INF 964.000 1900.000 .
PAI.ERA -INF 200.000 200.000 -3.557
ATH.ERA -INF 147.000 1750.000 .
ERA.JDA -INF . . .
ERA.BOR -INF . . .
ERA.PAI -INF . . .
ERA.ATH -INF . . .
ERA.RAY -INF 2862.000 3910.000 .
ERA.KAN -INF 91.000 250.000 .
TAN.RAY -INF 110.000 300.000 .
PHU.NAC -INF 64.000 140.000 .
NAM.NAC -INF . 160.000 .
MYA.RAC -INF 848.000 1265.000 .
RAY.ERA -INF . . .
RAY.TAN -INF . . .
RAY.CHN -INF 1524.000 1550.000 .
RAY.FCB -INF 353.000 9999.000 .
RAY.QAR -INF . . .
RAY.SIG -INF . . .
CHN.RAY -INF 1260.000 1550.000 .
CHN.BPK -INF . . .
BPK.CHN -INF . . .
BPK.BAP -INF 540.000 540.000 -1.127
BPK.WAN -INF 500.000 500.000 -3.514
    
```

รูปที่ ผก14 ผลลัพธ์ของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (ต่อ)

Final_15_11_61.lst Final_15_11_61.gms แหล่ง ingdo.lst

Compilation
Execution
Display
Equation Listing SOLVE ballthesis Using LP From line 2
Equation
Column Listing SOLVE ballthesis Using LP From line 2
Column
Model Statistics SOLVE ballthesis Using LP From line 2
Solution Report SOLVE ballthesis Using LP From line 2
SOLIEQU
SOLVAR
z
x
p
Execution
Display

```

CHN.BPK -INF 1260.000 1550.000 .
BPK.CHN -INF . . .
BPK.BAP -INF 540.000 540.000 -1.127
BPK.WAN -INF 500.000 500.000 -3.514
BAP.BPK -INF . . .
BAP.SBP -INF 218.000 540.000 .
BAP.SAR -INF 84.000 270.000 .
SBP.BAP -INF . . .
SBP.SIN -INF 10.000 400.000 .
NBP.SIN -INF . 400.000 .
SIN.SBP -INF . 470.000 .
SIN.NBP -INF 147.000 470.000 .
SIN.RAC -INF . . .
SIN.WAN -INF 1.000 400.000 .
RAC.MYA -INF . . .
RAC.SIN -INF 258.000 400.000 .
WAN.BPK -INF . . .
WAN.SIN -INF . 400.000 .
WAN.SAR -INF . 520.000 .
PCB.RAY -INF . . .
PCB.SAR -INF 341.000 9999.000 .
SAR.BAP -INF . . .
SAR.WAN -INF . . . -0.727
SAR.PCB -INF . . .
NAC.PHU -INF . . .
NAC.NAM -INF . . .
KAN.ERA -INF . . .
SOK.JDA -INF . . .
QAR.RAY -INF 280.000 9999.000 .
SIG.RAY -INF 280.000 9999.000 .
    
```

รูปที่ ผก15 ผลลัพธ์ของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (ต่อ)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Final_15_11_61.lst		Final_15_11_61.gms	แจ้ง lingdo.lst
<pre> Compilation Execution Display Equation Listing SOLVE ballthesis Using LP From line 2 Equation Column Listing SOLVE ballthesis Using LP From line 2 Column Model Statistics SOLVE ballthesis Using LP From line 2 Solution Report SOLVE ballthesis Using LP From line 2 SOLIEQU SOLVAR z x p Execution Display </pre>			
<pre> ---- EQU produce produce capacity constraint </pre>			
	LOWER	LEVEL	UPPER MARGINAL
JDA	-INF	469.000	469.000 -3.498
BOK	-INF	964.000	964.000 -0.060
PAI	-INF	200.000	364.000 .
ATH	-INF	147.000	244.000 .
ERA	-INF	1315.000	1315.000 -5.128
TAN	-INF	110.000	110.000 -15.828
PHU	-INF	64.000	78.000 .
NAM	-INF	.	8.000 .
MYA	-INF	848.000	848.000 -17.266
RAY	-INF	.	-17.428
CHN	-INF	.	-20.214
BPK	-INF	.	-20.510
BAP	-INF	.	-23.327
SBP	-INF	.	-25.017
NBP	-INF	.	-28.322
SIN	-INF	.	-26.988
RAC	-INF	.	-24.320
WAN	-INF	.	-26.988
PCB	-INF	.	-24.601
SAR	-INF	.	-26.261
NAC	-INF	.	-0.007
KAN	-INF	.	-9.900
SOK	-INF	.	-11.708
QAR	-INF	280.000	9999.000 .
SIG	-INF	280.000	9999.000 .

รูปที่ ผก16 ผลลัพธ์ของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (ต่อ)

Final_15_11_61.lst		Final_15_11_61.gms	แจ้ง lingdo.lst
<pre> Compilation Execution Display Equation Listing SOLVE ballthesis Using LP From line 2 Equation Column Listing SOLVE ballthesis Using LP From line 2 Column Model Statistics SOLVE ballthesis Using LP From line 2 Solution Report SOLVE ballthesis Using LP From line 2 SOLIEQU SOLVAR z x p Execution Display </pre>			
<pre> ---- EQU LNGcon LNG contract constraint </pre>			
	LOWER	LEVEL	UPPER MARGINAL
RAY.QAR	.	.	+INF .
RAY.SIG	.	.	+INF .
QAR.RAY	280.000	280.000	+INF 53.142
SIG.RAY	280.000	280.000	+INF 35.266
<pre> </pre>			
	LOWER	LEVEL	UPPER MARGINAL
<pre> ---- VAR z z obj func value </pre>			
	LOWER	LEVEL	UPPER MARGINAL
<pre> ---- VAR x Volume of transmission natural gas </pre>			
JDA.ERA	.	324.000	+INF .
JDA.SOK	.	145.000	+INF .
BOK.ERA	.	964.000	+INF .
PAI.ERA	.	200.000	+INF .
ATH.ERA	.	147.000	+INF .
ERA.JDA	.	.	+INF 1.630
ERA.BOK	.	.	+INF 5.068
ERA.PAI	.	.	+INF 5.128
ERA.ATH	.	.	+INF 5.128
ERA.RAY	.	2862.000	+INF .

รูปที่ ผก17 ผลลัพธ์ของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (ต่อ)

Final_15_11_61.lst		Final_15_11_61.gms	แจ้ง lingdo.lst
<pre> Compilation Execution Display Equation Listing SOLVE ballthesis Using LP From line 2 Equation Column Listing SOLVE ballthesis Using LP From line 2 Column Model Statistics SOLVE ballthesis Using LP From line 2 Solution Report SOLVE ballthesis Using LP From line 2 SOLIEQU SOLVAR z x p Execution Display </pre>			
ERA.KAN	.	91.000	+INF .
TAN.RAY	.	110.000	+INF .
PHU.NAC	.	64.000	+INF .
NAM.NAC	.	.	+INF 0.096
MYA.NAC	.	848.000	+INF .
RAY.ERA	.	.	+INF 12.300
RAY.TAN	.	.	+INF 1.600
RAY.CHN	.	1524.000	+INF .
RAY.PCB	.	353.000	+INF .
RAY.QAR	.	.	+INF 17.428
RAY.SIG	.	.	+INF 17.428
CHN.RAY	.	.	+INF 2.786
CHN.BPK	.	1260.000	+INF .
BPK.CHN	.	.	+INF 0.296
BPK.BAP	.	540.000	+INF .
BPK.WAN	.	500.000	+INF .
BAP.BPK	.	.	+INF 2.817
BAP.SBP	.	218.000	+INF .
BAP.SAR	.	84.000	+INF .
SBP.BAP	.	.	+INF 1.690
SBP.NBP	.	.	+INF 1.126
SBP.SIN	.	10.000	+INF .
NBP.SIN	.	.	+INF 2.668
SIN.SBP	.	.	+INF 3.942
SIN.NBP	.	147.000	+INF .
SIN.RAC	.	.	+INF 2.668
SIN.WAN	.	1.000	+INF .
RAC.MYA	.	.	+INF 7.054
RAC.SIN	.	258.000	+INF .
WAN.BPK	.	.	+INF 6.478

รูปที่ ผก18 ผลลัพธ์ของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (ต่อ)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Variable	Value	Constraint
BPK.CHN	.	+INF 0.296
BPK.BAP	540.000	+INF .
BPK.WAN	500.000	+INF .
BAP.BPK	.	+INF 2.817
BAP.SBP	218.000	+INF .
BAP.SAR	84.000	+INF .
SBP.BAP	.	+INF 1.690
SBP.NBP	.	+INF 1.126
SBP.SIN	10.000	+INF .
NBP.SIN	.	+INF 2.668
SIN.SBP	.	+INF 3.942
SIN.NBP	147.000	+INF .
SIN.RAC	.	+INF 2.668
SIN.WAN	1.000	+INF .
RAC.MYA	.	+INF 7.054
RAC.SIN	258.000	+INF .
WAN.BPK	.	+INF 6.478
WAN.SIN	.	+INF 1.897
WAN.SAR	.	+INF 2.891
PCB.RAY	.	+INF 7.173
PCB.SAR	941.000	+INF .
SAR.BAP	.	+INF 2.934
SAR.WAN	.	+INF .
SAR.PCB	.	+INF 1.660
NAC.FHU	.	+INF 0.007
NAC.NAM	.	+INF 0.007
KAN.ERA	.	+INF 4.772
SOK.JDA	.	+INF 8.210
QAR.RAY	280.000	+INF .
SIG.RAY	280.000	+INF .

รูปที่ ผก19 ผลลัพธ์ของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (ต่อ)

Variable	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
JDA	.	469.000	+INF	.
SOK	.	964.000	+INF	.
PAI	.	200.000	+INF	.
ATH	.	147.000	+INF	.
ERA	.	138.000	+INF	.
TAN	.	110.000	+INF	.
FHU	.	64.000	+INF	.
NAM	.	.	+INF	.
MYA	.	848.000	+INF	.
RAY	.	.	+INF	.
CHN	.	.	+INF	.
BPK	.	.	+INF	.
BAP	.	.	+INF	.
SBP	.	.	+INF	.
NBP	.	.	+INF	.
SIN	.	.	+INF	.
RAC	.	.	+INF	.
WAN	.	.	+INF	.
PCB	.	.	+INF	.
SAR	.	.	+INF	.
NAC	.	.	+INF	.
WAN	.	.	+INF	.
SOK	.	.	+INF	.
QAR	.	280.000	+INF	.
SIG	.	280.000	+INF	.

รูปที่ ผก20 ผลลัพธ์ของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (ต่อ)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล นายณัฐเมธี ตูจันทา
 วัน เดือน ปีเกิด 27 มิถุนายน 2537
 ที่อยู่ 157/73 ซ.เคหะร่มเกล้า 64 แขวงคลองสองต้นนุ่น เขตลาดกระบัง
 กรุงเทพมหานคร

ประวัติการศึกษา

พ.ศ. 2559 ศึกษาต่อระดับปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรม
 สิ่งแวดล้อมและพลังงานเพื่อความยั่งยืน
 สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ. 2555 - 2559 สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาตรี สาขาเคมีสิ่งแวดล้อม
 สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้